

Fernanda Rippel Tonial

FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO CONSIDERANDO RESTRICÇÕES DE INTERCÂMBIO

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D

Florianópolis

2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Tonial, Fernanda Rippel

Fluxo de potência estendido considerando restrições de
intercâmbio / Fernanda Rippel Tonial ; orientador, Roberto
de Souza Salgado, 2018.

79 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

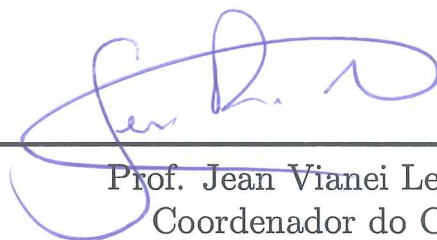
1. Engenharia Elétrica. 2. Fluxo de potência estendido.
3. Intercâmbio de potência . 4. Restrições de intercâmbio. I.
Salgado, Roberto de Souza. II. Universidade Federal de
Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.
Título.

Fernanda Rippel Tonial

FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO CONSIDERANDO RESTRICÇÕES DE INTERCÂMBIO

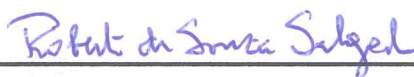
Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Banca Examinadora

Florianópolis, 21 de junho 2018.



Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:



Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Diego Issicaba, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



André Della Rocca Medeiros, Dr.
Operador Nacional do Sistema Elétrico

Dedico este trabalho à minha avó, Ivette.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Roberto de Souza Salgado, por ter ido muito além de ser um excelente orientador, se tornando um grande amigo. Obrigada pelos conselhos e por me mostrar que as dificuldades não são intransponíveis.

Aos meus pais e ao meu irmão, por me apoiarem em todos momentos e acreditarem em mim mais do que eu mesma acreditei.

Às minhas amigas, em especial Gabriela, Julia, Carolina e Alice, por terem sido minha família fora de casa e por terem tornado a caminhada mais leve e feliz.

Aos amigos que fiz em Melbourne, por terem feito parte da melhor experiência da minha vida. Guardo com muito carinho os momentos que passamos juntos.

Ao Gustavo, por toda atenção, paciência e carinho na reta final. Não tenho como agradecê-lo o suficiente por jamais ter me deixado fraquejar.

Por fim, agradeço a todos que cruzaram meu caminho, seja em Florianópolis, Melbourne ou Pato Branco e que, direta ou indiretamente, fizeram parte dessa conquista.

RESUMO

Devido à sua extensão, sistemas elétricos de grande porte, como o brasileiro, são geralmente divididos em áreas interconectadas através de linhas de transmissão. As interligações regionais possibilitam a transferência de potência entre diferentes áreas. Visando economia e um melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis em cada área, são realizados estudos do intercâmbio de potência a fim de identificar níveis máximos de carregamento e limitações de transferência de potência. Atualmente, estes estudos são realizados com baixo grau de automatismo, demandando elevado esforço computacional e causando um uso muitas vezes ineficiente dos recursos disponíveis. O presente trabalho propõe a adição das restrições de intercâmbio de potência e aumento das variáveis do problema convencional de fluxo de potência. A solução gerada fornece um ponto de operação com desvios reduzidos das variáveis da rede elétrica e para o qual as equações do fluxo de potência são satisfeitas. Simulações computacionais e resultados numéricos ilustram as características da metodologia proposta.

Palavras-chave: Intercâmbio de potência. Fluxo de potência estendido. Restrições de intercâmbio.

ABSTRACT

Large electrical networks, like the Brazilian power system, are usually decomposed in areas interconnected by transmission lines. These interconnections allow to transfer the power between the distinct regions. Aiming at the economy and the better use of the available energy resources of each area, suitable studies on the electrical power exchange are necessary in order to identify the critical levels of loading and power transfer. Currently, these studies are accomplished with a low level of automatism, demanding high computational effort and resulting in an inefficient use of the available resources. The present work proposes the addition of power transfer constraints and the increase in the number of variables of the conventional power flow problem. This extension yields power flow solutions with pre-specified power interchange and reduced deviation from the base condition of the electrical network operation. Computational simulations and numerical results illustrate the characteristics of the proposed method.

Keywords: Power exchange. Power flow. Power transfer constraints.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Fontes de geração de energia do SIN.	26
Figura 2	Divisão regional do SIN.	27
Figura 3	Sistema isolados do SIN.	28
Figura 4	Circuito π que representa a linha de transmissão $i - j$.	35
Figura 5	Sistema-teste IEEE 118 barras: 4 áreas interligadas....	55
Figura 6	Esquemático das interligações do sistema equivalente sul.	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Dados do sistema teste IEEE 118 barras.....	56
Tabela 2	Resultados - Caso base.....	57
Tabela 3	Fluxos nas interligações - Caso base.....	57
Tabela 4	Resultados - Caso 1.....	58
Tabela 5	Fluxos nas interligações - Caso 1.....	58
Tabela 6	Resultados - Caso 2.....	59
Tabela 7	Fluxos nas interligações - Caso 2.....	60
Tabela 8	Resultados - Caso 3.....	60
Tabela 9	Fluxos nas interligações - Caso 3.....	61
Tabela 10	Interligação 1-4 - Caso 3.....	61
Tabela 11	Resultados - Caso 4.....	62
Tabela 12	Fluxos nas interligações - Caso 4.....	63
Tabela 13	Resultados ajustados - Caso 4.....	63
Tabela 14	Fluxos na interligação 1-3 - Caso 4.....	64
Tabela 15	Fluxos na interligação 1-4 - Caso 4.....	64
Tabela 16	Resultados - Validação do caso 1.....	66
Tabela 17	Fluxos nas interligações - Validação do caso 1.....	66
Tabela 18	Resultados - Validação do caso 4.....	67
Tabela 19	Fluxos nas interligações - Validação do caso 4.....	67
Tabela 20	Dados do sistema equivalente 584 barras.....	69
Tabela 21	Resultados - Caso base.....	70
Tabela 22	Fluxos nas interligações - Caso base.....	70
Tabela 23	Resultados - Caso 1.....	71
Tabela 24	Fluxos nas interligações - Caso 1.....	72
Tabela 25	Resultados - Caso 2.....	72
Tabela 26	Fluxos nas interligações - Caso 2.....	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PEL	Plano da Operação Elétrica
PEN	Plano da Operação Energética
PMO	Programa Mensal da Operação
FP	Fluxo de Potência
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
ANAREDE	Programa de Análise de Redes Elétricas
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
MATLAB	Matrix Laboratory
MW	Megawatt
MVAr	Mega Volt-Ampère Reativo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	OBJETIVOS	22
1.1.1	Objetivo geral	23
1.1.2	Objetivos específicos	23
1.2	ESTRUTURA DO TEXTO	23
2	ASPECTOS BÁSICOS DO INTERCÂMBIO DE POTÊNCIA	25
2.1	O INTERCÂMBIO DE POTÊNCIA	25
2.2	O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	26
2.3	OPERAÇÃO DO SIN	28
2.3.1	Planejamento da operação eletroenergética	28
2.3.2	Programação da operação eletroenergética	29
2.3.3	Definição de limites de intercâmbio	30
2.4	CONCLUSÃO	32
3	ABORDAGEM PROPOSTA	35
3.1	O FLUXO DE POTÊNCIA CONVENCIONAL	35
3.1.1	Restrições de operação adicionais	37
3.1.2	Solução convencional do fluxo de potência	38
3.2	MODELO ANALÍTICO DO FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO	38
3.2.1	Método de solução do fluxo de potência estendido	41
3.3	METODOLOGIA PROPOSTA	43
3.3.1	Algoritmo	48
3.4	CONCLUSÃO	50
4	SIMULAÇÃO NUMÉRICA	53
4.1	PROCEDIMENTO PARA GERAÇÃO DE RESULTADOS	53
4.2	O SISTEMA-TESTE IEEE 118 BARRAS	54
4.2.1	Estudo de casos	56
4.2.1.1	Caso base	56
4.2.1.2	Caso 1 ($\rho = 0; \beta = 0, 15$)	57
4.2.1.3	Caso 2 ($\rho = 0, 15; \beta = 0, 15$)	59
4.2.1.4	Caso 3 ($\rho = 0, 15; \beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = 0; \beta_4 = -1, 0$)	60
4.2.1.5	Caso 4 ($\rho = 0, 15; \beta_1 = -0, 15; \beta_2 = -1, 0; \beta_3 = 0; \beta_4 = -2, 0$)	62
4.2.2	Validação dos resultados	64
4.2.2.1	Caso 1 ($\rho = 0; \beta = 0, 15$)	65
4.2.2.2	Caso 4 ($\rho = 0, 15; \beta_1 = -0, 15; \beta_2 = -1, 0; \beta_3 = 0; \beta_4 = -2, 0$)	66
4.3	O SISTEMA EQUIVALENTE DE 584 BARRAS	67

4.3.1	Estudo de casos	69
4.3.1.1	Caso base	69
4.3.1.2	Caso 1 ($\rho_1 = \rho_2 = \rho_3 = 0,05; \beta_1 = \beta_3 = 0$)	70
4.3.1.3	Caso 2 ($\rho_1 = 0; \rho_2 = \rho_3 = 0,05; \beta_1 = \beta_3 = 0,15$)	72
4.4	CONCLUSÃO	73
5	CONCLUSÃO	75
	REFERÊNCIAS	77

1 INTRODUÇÃO

Em sistemas elétricos de grande porte, como o brasileiro, ocorre a transferência de grandes quantidades de energia através de longas distâncias. A fim de facilitar a operação desses sistemas e torná-los mais seguros e robustos, os mesmos são divididos em áreas conectadas por linhas de transmissão. No caso brasileiro, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é dividido em quatro áreas, conforme será apresentado no Capítulo 2.

Visto que existem limitações de geração e que nem sempre é possível suprir determinados níveis de carga de certa área apenas com geração interna, ou que muitas vezes não é economicamente viável, faz-se necessária a transferência de potência entre diferentes áreas. O intercâmbio de potência é importante tanto economicamente quanto em termos de segurança do sistema, no entanto ele pode ser dificultado por restrições de transmissão dos elos de interligação. Neste contexto, estudos relacionados à capacidade de transmissão (SHAABAN et al., 2003) tem merecido especial atenção.

Em geral, em estudos de transferência de potência, duas situações são frequentemente observadas (IBSAIS; AJJARAPU, 1996):

1. aumento simultâneo de geração e carga em áreas vizinhas;
2. aumento de carga em uma área e aumento de geração na área vizinha.

Em ambos os casos, faz-se necessário ajustar a geração de potência ativa para suprir o aumento de carga. De acordo com (ECHAVARREN et al., 2011), esse estudo consiste em três etapas principais:

1. a solução do fluxo de potência para um caso base;
2. a determinação da direção de variação da carga e da área onde ela ocorre;
3. a programação do intercâmbio de potência.

Estudos voltados ao controle dos fluxos de potência de intercâmbio baseiam-se em duas estratégias. A primeira consiste em um processo de tentativa e erro, onde a geração de potência ativa é manualmente ajustada até que o intercâmbio atinja o valor desejado. Este processo aparentemente simples pode tornar-se complexo e lento para sistemas maiores ou com mais restrições físicas, demandando elevado

esforço computacional e nem sempre garantindo a solução mais eficiente. Este procedimento pode ser observado em (IBSAIS; AJJARAPU, 1996), onde foram tratadas as limitações de intercâmbio devido a restrições ligadas à estabilidade de tensão. A metodologia baseia-se em um fluxo de potência continuado onde as restrições de intercâmbio são tratadas à parte da formulação analítica e busca-se identificar a maior transferência de potência que pode ocorrer entre áreas sem causar problemas de estabilidade de tensão.

A segunda estratégia consiste na inclusão das equações de controle de intercâmbio no conjunto de equações do fluxo de potência. Desta maneira, algumas barras são selecionadas para o ajuste dos fluxos e sua potência ativa é incluída no conjunto de variáveis do problema. Diversos estudos fazem uso desta estratégia, como em (OKAMURA et al., 1975), onde problema é tratado sob o ponto de vista dos geradores e a potência gerada em certa área é regulada automaticamente, de modo a manter os intercâmbios dentro dos limites. Já em (SANTOS et al., 2004), é proposta a inserção de múltiplas barras de folga em uma mesma área e a adição de seus incrementos de potência ativa como variáveis do problema. Em (CARHUALLANQUI; ALVES, 2012) é proposta a inclusão das equações de controle de intercâmbio no fluxo de potência continuado, de modo a gerar uma sequência de soluções desde um caso base até o ponto de carregamento máximo, considerando restrições de intercâmbio.

A principal desvantagem das metodologias baseadas na inclusão das equações de intercâmbio é o risco de inviabilidade da solução, uma vez que não incluem restrições de desigualdade referentes a magnitude de tensão e geração de potência ativa e reativa.

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho propõe uma extensão da estratégia apresentada em (EINSFELD, 2017), onde além da inclusão das equações de intercâmbio no conjunto de equações e da geração de potência ativa no conjunto de variáveis, são incluídas no problema de fluxo de potência as restrições de capacidade de geração de potência ativa, de geração de potência reativa e de magnitude da tensão. Essa extensão possibilita o tratamento das restrições durante o processo iterativo, tornando a solução operacional.

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho visa a análise de redes elétricas em regime permanente sob o ponto de vista do estudo do controle dos fluxos de potência ativa nas linhas de interligação entre áreas. Uma das principais motivações é o fato de que a rede de energia elétrica do Brasil é complexa, de grande porte, e dividida em regiões. Em termos gerais, apresenta-se uma metodologia que facilita a análise global das condições de operação de sistemas de potência subdivididos em áreas.

1.1.2 Objetivos específicos

Em termos específicos, o presente trabalho visa:

- a modificação da formulação analítica do problema de fluxo de potência, para considerar a pré-especificação dos fluxos de potência ativa nas linhas de interligação entre áreas;
- a aplicação de uma metodologia baseada na solução de um sistema linear sub-determinado, o qual permite a inclusão de um problema de otimização de pequeno porte;
- a obtenção de soluções que contemplam simultaneamente o balanço de potência em cada barra e os fluxos especificados nas interligações.

1.2 ESTRUTURA DO TEXTO

Este trabalho foi dividido em cinco capítulos.

O Capítulo 1 introduz o trabalho, apresenta seus objetivos e a forma como o texto foi organizado.

O Capítulo 2 aborda os aspectos básicos do intercâmbio de potência, e a particularização para o caso brasileiro. Nesse capítulo também é apresentado o sistema elétrico brasileiro, além da maneira como ele é dividido e operado.

No Capítulo 3 consta a base teórica dos problemas de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo, além dos métodos de solução de cada um dos problemas. É também apresentada a base matemática da metodologia utilizada.

No Capítulo 4 constam as descrições dos dois sistemas simulados,

o método utilizado para geração dos resultados, bem como os resultados numéricos.

Por fim, o Capítulo 5 aborda as principais conclusões do trabalho e sugere temas de desenvolvimento futuro.

2 ASPECTOS BÁSICOS DO INTERCÂMBIO DE POTÊNCIA

Os sistemas de energia elétrica de grande porte são geralmente divididos em áreas interligadas por linhas de transmissão. Essa divisão visa aproveitar ao máximo a capacidade de produção energética de cada área. As interligações viabilizam a transferência de potência entre diferentes áreas, formando assim um único sistema operado de forma coordenada.

O presente capítulo trata dos aspectos gerais do intercâmbio de potência, bem como aspectos específicos ao sistema elétrico brasileiro. Dentre os aspectos mencionados constam a divisão regional do sistema, o planejamento da operação energética e a definição dos limites de intercâmbio.

2.1 O INTERCÂMBIO DE POTÊNCIA

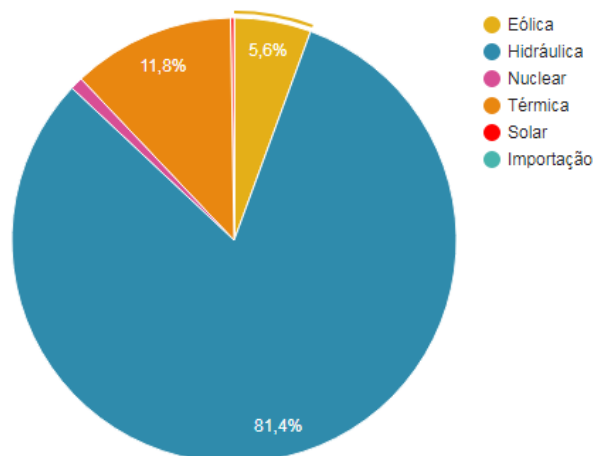
O intercâmbio de potência entre diferentes regiões é importante tanto economicamente quanto em termos de qualidade de serviço e segurança do sistema. A possibilidade de transferência de potência entre diferentes áreas garante que o fornecimento de energia não fique sujeito à eventuais restrições de oferta regionais, uma vez que a energia gerada em uma região com abundância de recursos energéticos pode ser redirecionada a outra região.

Economicamente, estudos de intercâmbio de potência visam verificar a forma mais vantajosa de suprir a demanda de determinada região, importando ou gerando energia, ao mesmo tempo em que analisam o benefício econômico de exportar energia quando há capacidade extra de geração em determinada área. No entanto, essa transferência de potência pode sofrer limitações, seja pela restrição de geração de energia em uma determinada área, ou pela limitação de transmissão em determinados elos de interligação. Por essa razão tornam-se importantes estudos para identificar os níveis máximos de carregamento que obedecem às restrições de intercâmbio.

2.2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro, nomeado Sistema Interligado Nacional (SIN), é considerado um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, constituído principalmente por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, houve um aumento na instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul. Por outro lado, as usinas térmicas encontram-se, em geral, próximas aos centros de carga, e são essenciais para garantir a segurança do sistema em situações hidrológicas desfavoráveis. A figura 1 ilustra a divisão das fontes de energia responsáveis pelo abastecimento do SIN.

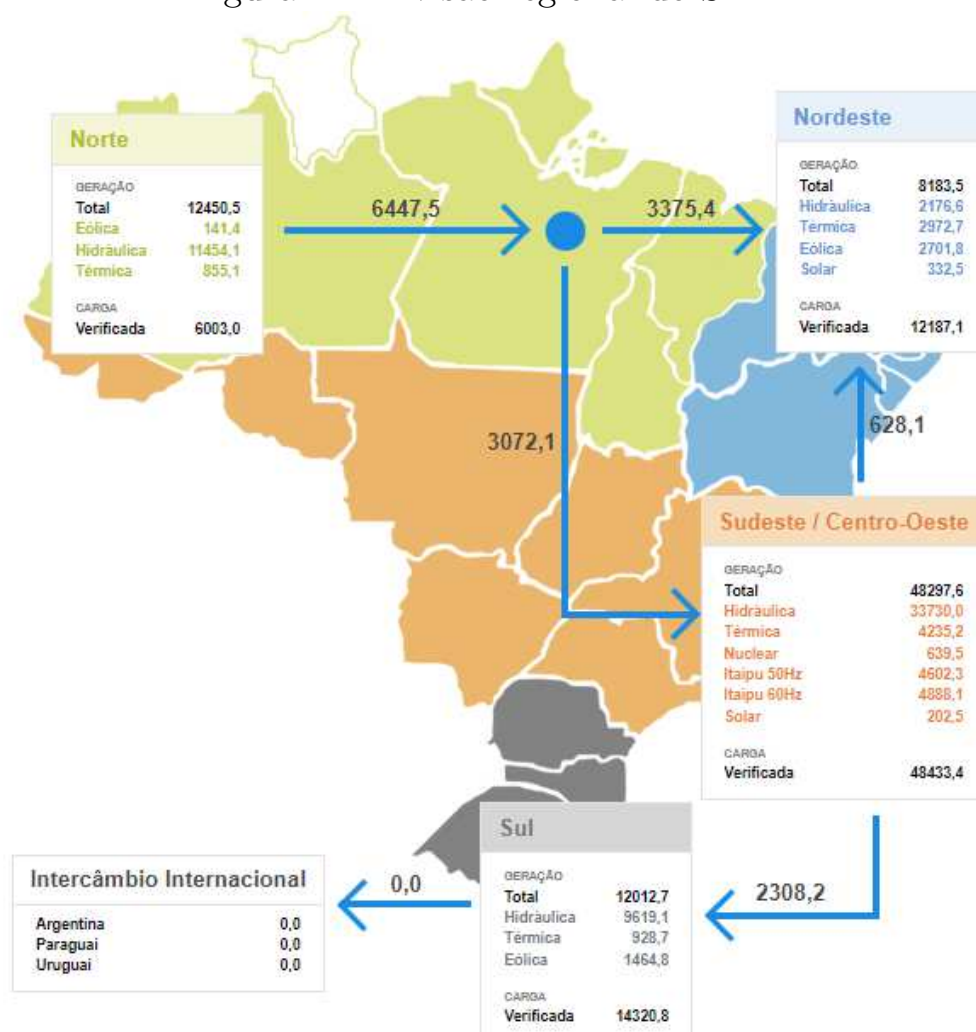
Figura 1 – Fontes de geração de energia do SIN.



Fonte: ONS (15/03/18)

Devido às grandes dimensões territoriais do Brasil, o SIN é dividido em quatro grandes áreas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro Oeste. O subsistema Nordeste abrange a região Nordeste do país, com exceção do estado do Maranhão, o qual faz parte do subsistema Norte, juntamente os estados do Pará e Tocantins. Fazem parte do subsistema Sudeste/Centro-Oeste os estados das regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, com exceção do estado do Mato Grosso do Sul, o qual compõe o subsistema Sul, juntamente com Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Essa divisão, com os respectivos intercâmbios para um caso de 15/03/2018, é apresentada na figura 2.

Figura 2 – Divisão regional do SIN.



Fonte: ONS (15/03/18).

Segundo (ONS, 2018), atualmente existem cerca de 760 mil consumidores em 246 localidades isoladas no Brasil, sendo supridas essencialmente por usinas térmicas a óleo diesel. O consumo nessas localidades corresponde a menos de 1% da carga total do país, e a maior parte dessas áreas localiza-se na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. Também fazem parte desta lista a ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas regiões do Mato Grosso, como pode ser observado na figura 3.

A divisão de áreas do SIN leva em consideração restrições de transmissão de energia e visa melhor aproveitamento dos recursos energéticos, bem como uma maior segurança de operação. Os quatro subsistemas operam interligados entre si, possibilitando a troca de energia entre diferentes áreas e tornando o sistema mais robusto.

Entretanto, o intercâmbio entre áreas do SIN pode sofrer li-

Figura 3 – Sistema isolados do SIN.



Fonte: ONS (15/03/18)

mitações tanto em relação a infraestrutura nas fronteiras entre áreas, como em relação a fatores internos da própria área. Esses limites são determinados através de estudos da geração, tensão e carregamento dos equipamentos.

2.3 OPERAÇÃO DO SIN

O controle da operação, geração e transmissão de energia elétrica do SIN é de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS) e é feito através do Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética, conforme descrito em (ONS, 2018).

2.3.1 Planejamento da operação eletroenergética

Os estudos elétricos e energéticos do Planejamento da Operação Eletroenergética avaliam condições futuras de suprimento com base em critérios de otimização, abrangendo horizontes anuais ou plurianuais. O Ciclo Anual de Planejamento da Operação do SIN é composto por

dois estudos de médio prazo: o Plano da Operação Elétrica (PEL), cujo horizonte de análise é de dezesseis meses, e o Plano da Operação Energética (PEN), com horizonte de análise de cinco anos.

O Plano da Operação Energética (PEN) avalia as condições de atendimento energético do SIN para um cenário de referência e outros eventuais cenários, com base em critérios de segurança do ONS. Sua elaboração é feita ao final da estação chuvosa, permitindo mitigar as incertezas em relação as condições de armazenamento e ao comportamento das vazões no período úmido. Esses estudos levam em conta a carga prevista, a oferta de geração existente, as interligações entre áreas, além de condicionantes referentes à segurança do sistema e restrições ambientais. Visando manter as informações do PEN atualizadas, os dados e informações são revisados periodicamente ao longo do ciclo de planejamento.

No PEN constam estudos do cenário de referência e de eventuais cenários de sensibilidade, cronograma de obras de geração, evolução da capacidade instalada do SIN, limites de intercâmbio, modelagem adotada para interligações internacionais, estimativas de custos totais e marginais de operação, entre outros.

O Plano da Operação Elétrica visa preservar a segurança operativa do SIN, promover a otimização da operação do sistema, além de buscar menor custo operativo. Este plano consiste na elaboração de estudos elétricos para avaliar as condições de operação do SIN, indicar situações críticas de atendimento à carga e restrições elétricas que impeçam a adoção de estratégias de otimização, bem como indicar soluções. Nele constam também informações como limites de transmissão regionais e de intercâmbio entre regiões, controles de tensão e carregamento, despachos de geração térmica visando segurança do sistema, restrições de geração térmica, hidráulica ou outras.

2.3.2 Programação da operação eletroenergética

A Programação da Operação Eletroenergética é feita através da avaliação das condições de suprimento para curto prazo.

Os estudos do Programa Mensal da Operação (PMO) tem base mensal e fornecem metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos envolvidos na operação do sistema. No PMO constam os despachos de geração das usinas hidro e termoeletricas, a disponibilidade de geração das usinas hidroelétricas, níveis de armazenamento dos reservatórios, cronogramas de manutenção das unidades geradoras, custos de operação

e intercâmbios de energia entre subsistemas.

A programação diária de operação visa o atendimento das previsões de carga com base na política de operação energética definida pelo Programa Mensal de Operação (PMO). Nela são estabelecidos programas diários de geração hidráulica, térmica, eólica, intercâmbios entre áreas ou agentes, bem como transferências de energia em interligações internacionais. O processo da programação diária de operação inicia-se com as propostas de programas diários enviadas pelos agentes de geração. A partir das propostas, o agente de operação pode apresentar déficit ou superávit de energia em sua área. Esses valores de energia a ser recebida ou fornecida constituem a proposta de programa de intercâmbio líquido de energia. As propostas são então validadas através de critérios, como:

- Realização do balanço energético, para garantir que a operação "carga - geração + intercâmbio" seja nula;
- Verificação do valor programado de geração para que o mesmo não ultrapasse a disponibilidade;
- Verificação das restrições de geração e intercâmbio para garantir que não houve violação dos limites.

O passo seguinte é a validação energética, que visa verificar o cumprimento das diretrizes energéticas definidas nas propostas de programação de cada agente envolvido.

A validação elétrica é baseada nos casos base de fluxo de potência definidos nas diretrizes para operação elétrica mensal. A partir de intervenções informadas pelos agentes de operação, obtém-se os casos de fluxo de potência relativos a todos os intervalos de 30 minutos do dia a ser programado. Obtidos os dados elétricos e energéticos do sistema, são feitas simulações através de um programa de fluxo de potência a fim de verificar aspectos como os limites de carregamento dos componentes, limites de intercâmbio entre áreas e violação desses limites. Sempre que há alguma inconsistência nas propostas, em qualquer etapa do processo, cabe ao ONS intervir e contatar os agentes responsáveis para que as inconsistências sejam corrigidas.

2.3.3 Definição de limites de intercâmbio

Para o PEL 2017, foi analisado o desempenho das interligações regionais do SIN no período de janeiro de 2018 até abril de 2019, visando

definir as máximas transferências de energia entre áreas que garantem a segurança de operação do sistema.

Na definição dos limites de intercâmbio foram analisados diferentes cenários energéticos, caracterizados a partir da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. Procurou-se definir, para cada cenário, a máxima transferência de potência que poderia ocorrer entre áreas sem que houvesse violações no sistema, tanto em regime permanente quanto em contingências.

Destaca-se que, em diversos estudos, a maximização do intercâmbio de potência entre diferentes áreas é feita de maneira manual onde, partindo-se de um caso base, a transferência de potência é aumentada até que ocorra alguma violação (limites de magnitude de tensão, fluxos de potência nas linhas de transmissão, etc) no sistema. Este procedimento pode ser feito com base na solução do fluxo de potência.

O estudo do Fluxo de Potência em uma rede elétrica é de extrema importância para estudos de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência. O modelo analítico adotado requer a solução de um conjunto de equações e inequações algébricas para determinação, em regime permanente, do estado da rede em termos de tensões complexas, distribuições de fluxo, injeções de potência ativa e reativa nas barras, dentre outras grandezas de interesse. Os seguintes passos resumizam esta metodologia:

1. Determinação da solução do fluxo de potência para o caso base.
2. A demanda de potência ativa e reativa é mantida constante.
3. O fluxo de intercâmbio é aumentado (em 1 ou várias interligações).
4. A solução do fluxo de potência com o novo valor de intercâmbio é determinada.
5. Os passos 3 a 4 são repetidos até que não seja possível determinar uma solução sem violação nos limites do sistema.

Este procedimento para determinar os limites de intercâmbio entre as áreas de uma rede de energia elétrica de grande porte é realizado manualmente, o que em geral requer um tempo elevado para ajustar as diversas condições operativas de interesse. Além disso, pela característica do próprio processo, o intercâmbio líquido de potência é levado ao seu valor máximo, através do aumento do fluxo de potência entre duas áreas, até que os critérios de segurança estabelecidos a priori sejam violados. No caso de sistemas de potência de grande porte, a análise de

um grande número de casos com critérios de segurança relativamente rígidos pode requerer um elevado esforço computacional, uma vez que além de determinar limites sem violação em regime permanente, as mesmas restrições devem ser obedecidas para contingências simples e múltiplas de equipamentos do sistema.

Outra forma de determinar o intercâmbio máximo é baseada no uso de técnicas de otimização. A referência (SANT'ANNA, 2009) descreve um procedimento baseado em aplicativos computacionais de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para calcular os limites de intercâmbio de potência entre áreas. O problema do Fluxo de Potência Ótimo consiste na determinação de um ponto de operação da rede elétrica, em regime permanente, de forma a obter uma operação otimizada do sistema em relação a uma função objetivo pré-determinada. Para isso, escolhe-se a função a ser maximizada ou minimizada, e impõe-se certas restrições físicas ou de segurança. O FPO é determinado através da variação dos controles do sistemas até que se obtenha uma condição de operação que obedeça as restrições do sistema e para o qual o balanço de potência seja satisfeito. Cada cenário corresponde a solução de um ou mais problemas de Fluxo de Potência Ótimo. Entretanto, a natureza do índice a ser otimizado (no caso o fluxo de potência líquido entre duas áreas), assim como a possibilidade de incluir as restrições operacionais e de segurança no problema de otimização, agiliza a obtenção das soluções operacionais das equações da rede elétrica em regime permanente, em razão da automatização dos passos 3, 4 e 5. Isto torna o uso dos aplicativos computacionais de FPO mais adequado para a análise do fluxo de potência nas interligações entre áreas e para o estabelecimento dos limites de intercâmbio.

2.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados os aspectos do intercâmbio de potência, bem como a importância e necessidade de estudos voltados à operação do sistema elétrico em termos da transferência de potência entre áreas. Foram também apresentadas as características do Sistema Elétrico Brasileiro com relação a sua divisão em áreas e a maneira como este sistema é operado. A dimensão deste sistema e a sua divisão em áreas tornam essencial a análise específica dos fluxos de potência nas interligações. Adicionalmente, a concepção e a formulação dos problemas de Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo indica que o uso desta última metodologia é mais conveniente para a análise do problema de

determinação do fluxo de intercâmbio de potência máximo.

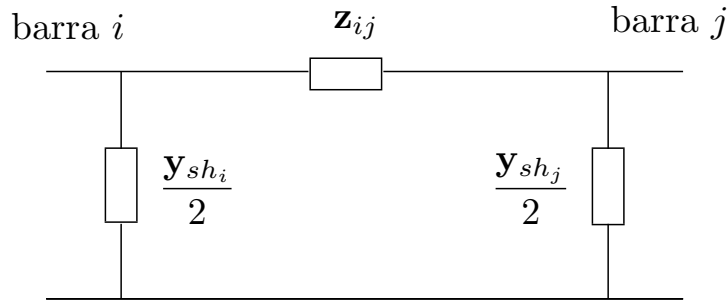
3 ABORDAGEM PROPOSTA

Neste capítulo, apresenta-se a extensão do modelo analítico do problema do fluxo de potência convencional para considerar o controle dos fluxos de intercâmbio entre áreas. Esta modificação consiste basicamente na inclusão das equações de intercâmbio líquido de potência ativa e no aumento simultâneo das variáveis na formulação analítica não linear do problema de fluxo de potência. Isto altera a região das soluções reais do fluxo de potência no sentido de facilitar o controle dos fluxos de intercâmbio. Além disso, restrições relativas aos limites de magnitude da tensão, geração de potência ativa e reativa são consideradas durante o processo iterativo de solução. Isto garante a determinação de uma solução das equações da rede elétrica em regime permanente, onde o valor especificado a priori do fluxo de potência de uma ou mais interligações é alcançado e todos os limites operacionais e de segurança são satisfeitos.

3.1 O FLUXO DE POTÊNCIA CONVENCIONAL

Considere o circuito π que representa uma linha de transmissão entre as barras i e j , mostrado na Figura 4.

Figura 4 – Circuito π que representa a linha de transmissão $i - j$



Fonte: Elaborada pela autora (2018).

onde $\mathbf{z}_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$, $\mathbf{y}_{ij} = \frac{1}{\mathbf{z}_{ij}} = g_{ij} + jb_{ij}$ e $\mathbf{y}_{sh_i} = jb_{ij}^{sh}$ representam a impedância série, a admitância série e a admitância *shunt* da linha; r_{ij} , x_{ij} , g_{ij} , b_{ij} e b_{ij}^{sh} são a resistência série, a reatância série, a

condutância série, a susceptância série e susceptância *shunt* do ramo i - j , respectivamente.

Os fluxos de potência ativa e reativa são calculados através das seguintes equações (STAGG; EL-ABIAD, 1979):

$$\begin{aligned} P_{ij}(e, f) &= g_{ij}(e_i^2 + f_i^2) - g_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) - b_{ij}(e_i f_j - e_j f_i) \\ Q_{ij}(e, f) &= -(b_{ij} + b_{ij}^{sh})(e_i^2 + f_i^2) + b_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) + g_{ij}(e_i f_j - e_j f_i) \end{aligned} \quad (3.1)$$

Essas equações são funções quadráticas das componentes real e imaginária das tensões complexas nodais.

De forma semelhante às Eqs. (3.1), as equações das injeções de potência nas barras são dadas por (STAGG; EL-ABIAD, 1979; TORRES; QUINTANA, 1999)

$$\begin{aligned} P_i(e, f) &= \sum_{j \in \Omega_{0_i}} (g_{ij}(e_i^2 + f_i^2) - g_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) - b_{ij}(e_i f_j - e_j f_i)) \\ Q_i(e, f) &= \sum_{j \in \Omega_{0_i}} (-(b_{ij} + b_{ij}^{sh})(e_i^2 + f_i^2) + b_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) + g_{ij}(e_i f_j - e_j f_i)) \end{aligned} \quad (3.2)$$

onde Ω_{0_i} representa o conjunto de barras adjacentes a barra i .

Portanto, o conjunto de equações do fluxo de potência convencional é expresso por

$$\begin{aligned} P_{g_i} - P_{d_i} - e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) + f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) &= \Delta P_i \\ Q_{g_i} - Q_{d_i} - f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) - e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) &= \Delta Q_i \\ V_i^{ref^2} - (e_i^2 + f_i^2) &= \Delta V_i \end{aligned} \quad (3.3)$$

ou, na forma compacta,

$$\begin{aligned} P_{g_i} - P_{d_i} - P_i(e, f) &= \Delta P_i \quad (\text{barras PV e PQ}) \\ Q_{g_i} - Q_{d_i} - Q_i(e, f) &= \Delta Q_i \quad (\text{barras PQ}) \\ V_i^{ref^2} - (e_i^2 + f_i^2) &= \Delta V_i \quad (\text{barras PV}) \end{aligned} \quad (3.4)$$

onde, P_{g_i} e Q_{g_i} são respectivamente a geração de potência ativa e reativa da barra i , P_{d_i} e Q_{d_i} são as potências ativa e reativa da carga

na barra i ; V_i^{ref} é a magnitude de tensão na barra i , expressa em função das componentes real e imaginária da tensão complexa; isto é, $(V_i^{ref} = \sqrt{e_i^2 + f_i^2})$; G_{ij} e B_{ij} são componentes da matriz admitância de barra, os quais dependem dos parâmetros do sistema de transmissão; e $P_i(e, f)$ e $Q_i(e, f)$ representam as injeções de potência ativa e reativa, respectivamente, expressas em função das componentes real e imaginária da tensão complexa.

Para um sistema elétrico composto de n_b barras, o número de Eqs. (3.4) do modelo analítico do fluxo de potência é $n_{eq} = 2n_b - 2$. Supõe-se que as seguintes grandezas são conhecidas (ou especificadas):

- a demanda de potência ativa e reativa em todas as barras;
- a magnitude da tensão nas barras PV;
- a geração de potência ativa em todas as barras com exceção da barra de folga.

Para qualquer solução convergente, a magnitude dos desbalanços ΔP_i , ΔQ_i e ΔV_i deve satisfazer uma tolerância pré-especificada (em geral 10^{-3} por unidade).

3.1.1 Restrições de operação adicionais

Para que a solução do problema de fluxo de potência convencional seja operacional; isto é, para que a mesma possa ser utilizada na operação prática de um sistema de energia elétrica, as seguintes restrições operacionais devem ser satisfeitas:

$$\begin{aligned} V_i^m &\leq V_i(e, f) \leq V_i^M && \text{(barras PQ)} \\ Q_{gi}^m &\leq Q_{gi}(e, f) \leq Q_{gi}^M && \text{(barras PV e de folga)} \\ P_{gi}^m &\leq P_{gi} \leq P_{gi}^M && \text{(barra de folga)} \end{aligned} \quad (3.5)$$

onde V_i, P_{gi} e Q_{gi} correspondem a tensão e potências ativa e reativa geradas na barra i , e os superescritos m e M referem-se aos limites inferior e superior, respectivamente.

A restrição na geração de potência reativa nas barras PV é incluída no processo de solução do fluxo de potência. Se ocorrer violação de algum limite durante o processo iterativo, ela é convertida em barra PQ, com geração de potência reativa especificada no valor do limite violado. A magnitude da tensão desta barra, por sua vez, passa a ser uma variável a ser definida no processo iterativo. Desde que a magnitude

da tensão nas barras de geração (PV e de folga) é diretamente controlada, ela deve ser especificada satisfazendo os respectivos limites na formulação do problema do fluxo de potência. De maneira semelhante, a geração de potência ativa nas barras PV também deve ser especificada de forma a satisfazer os respectivos limites de capacidade. Dessa forma, a geração de potência ativa da barra de folga é a única a ser determinada apenas após a convergência do processo iterativo. Se ocorrer violação em algum dos limites da mesma, as gerações de potência das barras PV devem ser re-especificadas, ou mesmo uma nova barra de folga deve ser selecionada.

3.1.2 Solução convencional do fluxo de potência

A solução do problema expresso pela Eq. (3.4) através do método de Newton requer que a cada iteração seja resolvido um sistema linear da forma,

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \\ \Delta \mathbf{V}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \\ \mathbf{J}_5 & \mathbf{J}_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{e} \\ \Delta \mathbf{f} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

onde os termos da matriz Jacobiana são dados por,

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_1 &= \frac{\partial \mathbf{P}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{e}} & \mathbf{J}_2 &= \frac{\partial \mathbf{P}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{f}} \\ \mathbf{J}_3 &= \frac{\partial \mathbf{Q}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{e}} & \mathbf{J}_4 &= \frac{\partial \mathbf{Q}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{f}} \\ \mathbf{J}_5 &= \frac{\partial \mathbf{V}^2(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{e}} & \mathbf{J}_6 &= \frac{\partial \mathbf{V}^2(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{f}} \end{aligned} \quad (3.7)$$

cujas expressões em termos das variáveis do sistema elétrico são apresentadas em (MONTICELLI, 1983); e, $\Delta \mathbf{P}$, $\Delta \mathbf{Q}$ e $\Delta \mathbf{V}$ são vetores com componentes ΔP_i , ΔQ_i e ΔV_i , respectivamente. As variáveis $\Delta \mathbf{e}$ e $\Delta \mathbf{f}$ são vetores com componentes Δe_i e Δf_i .

3.2 MODELO ANALÍTICO DO FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO

Na formulação do problema de fluxo de potência convencional, uma barra de geração é escolhida para regular o balanço de potência total do sistema. Isto dificulta a redistribuição de potência ativa e

reativa gerada, necessária para compensar os desbalanços de potência causados por eventuais variações de carga e/ou contingências. Alternativamente, um conjunto de barras de geração referidas em (OKAMURA et al., 1975; CALOVIC; STREZOSKI, 1981) como *barras reguladoras* e em (SANTOS et al., 2004; CARHUALLANQUI; ALVES, 2012) como *barras de folga*, é selecionado para realizar esta compensação, o que torna o modelo de fluxo de potência mais flexível e mais realístico. Neste caso, a potência ativa gerada na i -ésima barra reguladora é incluída no conjunto de variáveis do problema de fluxo de potência, supondo-se que a mesma contribui simultaneamente para suprir a demanda e controlar os fluxos de intercâmbio. Assume-se que esses geradores operam com a potência ativa de saída determinada com base no balanço de potência na barra, isto é,

$$P_{g_i} - P_{d_i} - P_i(e, f) = 0 \quad (3.8)$$

A geração de potência reativa desses geradores também é calculada a partir da equação de balanço de potência na barra i ; ou seja,

$$Q_{g_i} = Q_{d_i} + Q_i(e, f) \quad (3.9)$$

A modelagem analítica das barras de regulação implica na inclusão de um novo tipo de barra na formulação do problema de fluxo de potência, para o qual apenas a equação de balanço de potência ativa é incluída no conjunto de equações não lineares que representa o referido problema. No presente trabalho, estas barras são referidas como do tipo P , onde a geração de potência ativa é tratada diretamente, e a geração de potência reativa e a magnitude da tensão são dependentes das componentes real e imaginária das tensões nas barras. Observe que este tipo de modelagem requer um procedimento adicional para evitar que na solução do fluxo de potência estendido a magnitude da tensão e a geração de potência reativa violem os seus respectivos limites.

O j -ésimo intercâmbio líquido de potência ativa, denotado P_{T_j} , entre as áreas i e k é expresso como (MONTICELLI, 1983),

$$P_{T_j} = \sum_{ik \in \Gamma_j} P_{ik}(e, f) \quad (3.10)$$

onde P_{ik} é o fluxo de potência na linha de transmissão ik , e Γ_j é o conjunto de linhas de transmissão que interligam as áreas i e k .

A inclusão das equações que representam o intercâmbio entre áreas na formulação do problema de fluxo de potência resulta num o sistema de equações não lineares composto de:

- a equação de balanço de potência ativa de todas as barras, exceto a de referência angular;
- a equação de balanço de potência reativa das barras PQ;
- a equação quadrática da magnitude da tensão das barras PV;
- as equações de especificação dos fluxos nas linhas de intercâmbio programado.

Em termos analíticos,

$$\begin{aligned}
P_{g_i} - P_{d_i} - P_i(e, f) &= \Delta P_i \quad (\text{todas as barras, exceto a barra de folga}) \\
Q_{g_i} - Q_{d_i} - Q_i(e, f) &= \Delta Q_i \quad (\text{barras PQ}) \\
V_i^{ref^2} - (e_i^2 + f_i^2) &= \Delta V_i \quad (\text{barras PV}) \\
P_{T_j}^{pgr} - P_{T_j}(e, f) &= \Delta T_j \quad (\text{linhas de interligação})
\end{aligned} \tag{3.11}$$

onde $P_{T_j}^{pgr}$ e $P_{T_j}(e, f)$ são respectivamente os valores programado e calculado do intercâmbio j . As variáveis a serem determinadas na solução deste problema são as componentes real e imaginária da tensão nas barras e a potência ativa gerada nas barras reguladoras. Note que a geração de potência ativa das barras PV é especificada a priori.

As restrições de desigualdade adicionais impostas na formulação do fluxo de potência estendido são os limites de geração de potência ativa, de geração de potência reativa e de magnitude de tensão das barras reguladoras, conforme representado pelas Eqs. (3.5). Em termos explícitos,

$$\begin{aligned}
V_i^m &\leq V_i(e, f) \leq V_i^M \quad (\text{barras PQ e de regulação}) \\
Q_{g_i}^m &\leq Q_{g_i}(e, f) \leq Q_{g_i}^M \quad (\text{barras PV, de folga e de regulação}) \\
P_{g_i}^m &\leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^M \quad (\text{barras de folga e de regulação})
\end{aligned} \tag{3.12}$$

A imposição das restrições de igualdade adicionais relativas a especificação dos intercâmbios líquidos está inevitavelmente associada ao risco de inviabilização da solução do problema da Eq. (3.11), se as unidades reguladoras não forem convenientemente selecionadas ou se as restrições de intercâmbio forem conflitantes com as características do sistema de potência. Portanto, para estabelecer o problema representado na Eq. (3.11), as seguintes suposições são adotadas:

- os geradores reguladores disponíveis para o ajuste dos intercâmbios entre áreas são previamente selecionados;

- o número de intercâmbios programados é menor do que o número de geradores reguladores;
- o número de intercâmbios programados é menor do que o número de áreas interligadas;
- a eventual taxa de variação da carga e a área onde a mesma ocorre são conhecidas a priori;
- a parcela da variação de carga atribuída a cada intercâmbio de potência é especificada a priori;

3.2.1 Método de solução do fluxo de potência estendido

A solução do problema expresso pela Eq. (3.11) através do método de Newton requer que a cada iteração seja resolvido um sistema linear da forma,

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \\ \Delta \mathbf{V}^2 \\ \Delta \mathbf{T} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 & \mathbf{F}_t \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_5 & \mathbf{J}_6 & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_1 & \mathbf{H}_2 & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{e} \\ \Delta \mathbf{f} \\ \Delta \mathbf{P}_{gr} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

onde,

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_1 &= \frac{\partial \mathbf{P}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{e}} & \mathbf{J}_2 &= \frac{\partial \mathbf{P}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{f}} & \mathbf{J}_3 &= \frac{\partial \mathbf{Q}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{e}} \\ \mathbf{J}_4 &= \frac{\partial \mathbf{Q}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{f}} & \mathbf{J}_5 &= \frac{\partial \mathbf{V}^2(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{e}} & \mathbf{J}_6 &= \frac{\partial \mathbf{V}^2(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{f}} \\ \mathbf{H}_1 &= \frac{\partial \mathbf{P}_T(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{e}} & \mathbf{H}_2 &= \frac{\partial \mathbf{P}_T(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{f}} & \mathbf{F}_t &= \frac{\partial \mathbf{P}(\mathbf{e}, \mathbf{f})}{\partial \mathbf{P}_{gr}} \end{aligned} \quad (3.14)$$

e, $\Delta \mathbf{e}$, $\Delta \mathbf{f}$ e $\Delta \mathbf{P}_{gr}$ são vetores coluna cujas componentes são os incrementos nas variáveis do problema de fluxo de potência, isto é, as partes real e imaginária da tensão complexa nas barras e a geração de potência ativa das barras reguladoras, respectivamente; \mathbf{F}_t é uma matriz esparsa, com elementos não-nulos unitários; e $\Delta \mathbf{T}$ é um vetor com componentes ΔT_j (ver Eq. (3.11)). A ordem de $\Delta \mathbf{P}_{gr}$ e \mathbf{F}_t depende da seleção das barras reguladoras. O aspectos da implementação computacional para o cálculo das matrizes da Eq. (3.14) são apresentados em (QIN Z. YANG, 2008).

O número de equações a serem resolvidas n_{eq} e o número de variáveis n_{vr} a serem determinadas no problema de fluxo de potência

estendido são respectivamente,

$$n_{eq} = 2n_b - 2 + n_t$$

$$n_{vr} = 2n_b - 2 + n_r$$

onde, n_b é o número total de barras do sistema; n_t é o número de intercâmbios programados, e n_r é o número de barras reguladoras disponíveis para o controle do intercâmbio; isto é, o número de variáveis adicionais requeridas no problema de fluxo de potência estendido pela inclusão das equações que representam as restrições de intercâmbio líquido de potência ativa.

Portanto, o vetor $\Delta \mathbf{P}_{gr}$ possui n_r componentes ΔP_{gr_i} , e a matriz \mathbf{F}_t tem dimensão $(n_b - 1) \times n_r$. A solução do problema de fluxo de potência estendido fornece $n_{vr} = 2n_b - 2 + n_r$ variáveis, ou seja, $(2n_b - 2)$ relativas as componentes real e imaginária das tensões nas barras e n_r variáveis ΔP_{gr_i} para o ajuste da potência ativa gerada. Os elementos $\mathbf{F}_t(i, j)$ não nulos ocupam as posições em que o gerador de regulação j está localizado na barra i . Esses elementos são unitários (se a geração de potência ativa é modelada pela Eq. (3.8)).

A dimensão do sistema linear da Eq. (3.13) depende do número de intercâmbios programados e do número de barras reguladoras disponíveis para ajustar os intercâmbios. A análise desta equação revela que a matriz Jacobiana tem dimensão $(2n_b - 2 + n_t) \times (2n_b - 2 + n_r)$, tal que os seguintes três casos podem ocorrer:

1. o número de fluxos de intercâmbio programados é menor do que o número de barras reguladoras. Então, $n_r > n_t$, o que implica em $n_{vr} > n_{eq}$, isto é, o número de equações é menor do que o número de variáveis, tal que o sistema linear é sub-determinado e admite infinitas soluções.
2. o número de intercâmbios programados é igual ao número de barras reguladoras. Neste caso, $n_r = n_t$, o que implica em $n_{vr} = n_{eq}$, ou seja, o número de equações é igual ao número de variáveis, tal que o sistema linear da Eq. (3.13) admite uma única solução, supondo-se que a matriz Jacobiana é não-singular.
3. o número de fluxos de intercâmbio programados é maior do que o número de barras reguladoras. Então, $n_r < n_t$, o que implica em $n_{vr} < n_{eq}$, isto é, o número de equações é maior do que o número de variáveis, tal que a Eq. (3.13) representa um sistema linear sobredeterminado. Neste caso, técnicas baseadas no critério dos mínimos quadrados poderiam ser utilizadas para obter uma

solução, a qual seria inútil para as aplicações práticas, desde que as restrições de igualdade representadas pelas equações não lineares do fluxo de potência não seriam necessariamente satisfeitas.

3.3 METODOLOGIA PROPOSTA

As Eqs. (3.11), que representam o fluxo de potência estendido, podem ser escritas na forma compacta como

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{s}) = \mathbf{0} \quad (3.15)$$

onde $\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{s})$ é um vetor coluna de ordem n_{eq} , cujos componentes são as funções algébricas não lineares representando as equações de balanço de potência e os intercâmbios líquidos programados; \mathbf{x} é um vetor coluna com as componentes real e imaginária da tensão complexa nas barras; e \mathbf{s} é um vetor cujas componentes são as potências geradas nas barras reguladoras.

Fazendo $\mathbf{y}^t = [\mathbf{x}^t \mid \mathbf{s}^t]$, a linearização da Eq. (3.15) no ponto \mathbf{y}_e e na direção $\Delta\mathbf{y}$ fornece

$$\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)\Delta\mathbf{y} = \mathbf{b} \quad (3.16)$$

onde $\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)$ é a matriz Jacobiana, de ordem $n_{eq} \times n_{vr}$, calculada no ponto \mathbf{y}_e , e $\mathbf{b} = -\mathbf{g}(\mathbf{x}_e)$ é um vetor coluna de ordem n_{eq} , ambos calculados no ponto onde é feita a linearização.

Quando o número de intercâmbios de potência ativa programados é menor do que o número de barras de regulação, a Eq. (3.16) caracteriza um sistema linear subdeterminado, com número de equações menor do que o número de variáveis, tendo assim infinitas soluções. Neste caso, se o posto da matriz $\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)$ é n_{eq} , a sua matriz de espaço nulo tem dimensão $n_{vr} \times (n_{vr} - n_{eq})$. Isto significa que a solução geral da Eq. (3.16) pode ser expressa num sub-espaço reduzido com $(n_{vr} - n_{eq})$ variáveis. Em (COSTA; JR.; SALGADO, 1985) esta característica é utilizada para modelar as barras de injeção nula no problema de Estimação de Estados em Sistemas de Potência. Neste caso, busca-se a solução particular que assegure simultaneamente a restrição de injeção nula na barra e a mínima soma ponderada dos quadrados dos resíduos. Além desta aplicação, o uso de sistemas lineares subdeterminados é proposta na solução do problema de fluxo de potência convencional em (SALGADO; MORAES, 2014, 2015). No presente estudo, a estratégia utilizada para inclusão das restrições de fluxo de potência ativa nas interligações

consiste no seguinte procedimento:

1. Determinar a solução geral para a Eq. (3.16)
2. Calcular a solução particular de acordo com um critério pré-estabelecido.

A solução geral da Eq. (3.16) é dada por (HANSON; LAWSON, 1969) na seguinte forma:

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{v} + \mathbf{Z}\mathbf{u} \quad (3.17)$$

onde \mathbf{v} é a solução de mínima norma Euclideana, \mathbf{Z} é a matriz de ordem $n_{vr} \times (n_{vr} - n_{eq})$, de espaço nulo das linhas de $\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)$, isto é, $\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)\mathbf{Z} = \mathbf{\Theta}$ ($\mathbf{\Theta}$ é uma matriz nula de ordem $n_{eq} \times (n_{vr} - n_{eq})$), e \mathbf{u} é um vetor coluna arbitrário de ordem $(n_{vr} - n_{eq})$. A parcela $\mathbf{Z}\mathbf{u}$ é denominada *solução particular* ou de *espaço nulo*.

A solução de mínima norma Euclideana é obtida resolvendo-se o problema de otimização

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } \frac{1}{2} \mathbf{v}^t \mathbf{v} \\ & \text{sujeito a } \mathbf{W}(\mathbf{y}_e) \mathbf{v} = \mathbf{b} \end{aligned} \quad (3.18)$$

ou seja,

$$\begin{aligned} \mathbf{v} &= \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t [\mathbf{W}(\mathbf{y}_e) \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t]^{-1} \mathbf{b} \\ \boldsymbol{\lambda}_0 &= [\mathbf{W}(\mathbf{y}_e) \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t]^{-1} \mathbf{b} \end{aligned} \quad (3.19)$$

onde $\boldsymbol{\lambda}_0$ é o vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições de igualdade da Eq. (3.18).

Observe que as componentes de \mathbf{v} estão relacionadas as partes real e imaginária da tensão nas barras e_i , f_i e a geração de potência ativa nas barras de regulação P_{gr_i} . Por outro lado, a natureza da função objetivo (mínima norma Euclideana) permite interpretar o problema representado pela Eq. (3.18) como a determinação de uma solução de *mínimos desvios (incrementos)*.

A solução particular (de espaço nulo) da Eq. (3.16) pode ser obtida a partir de diversos critérios. Porém, tendo em vista que,

1. os fluxos de potência são acentuadamente influenciados pela distribuição de potência ativa;
2. uma parte das componentes de $\Delta \mathbf{y}$ é relativa aos incrementos da geração de potência ativa das barras de regulação;

optou-se pela determinação de um vetor \mathbf{u} que minimiza os desvios quadráticos da potência ativa gerada nas barras reguladoras com relação a um valor de referência. Em termos analíticos, isto é representado pela função de mérito,

$$f(\mathbf{P}_{g_r}) = \frac{1}{2}(\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \Delta\mathbf{P}_{g_r})^t(\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \Delta\mathbf{P}_{g_r}) \quad (3.20)$$

onde $\mathbf{P}_{g_r}^{ref}$ e $\Delta\mathbf{P}_{g_r}$ são dois vetores coluna de ordem n_r , cujos componentes são os valores de referência da geração de potência ativa nas barras reguladoras e os incrementos na geração de potência ativa das barras de regulação, respectivamente.

Em (EINSFELD; SALGADO, 2014; EINSFELD, 2017), a solução particular é obtida através de um problema de otimização irrestrita no qual o índice representado pela Eq. (3.20) é otimizado. Além disso, devido a magnitude dos componentes desta solução, a mesma é normalizada e fatores de ponderação são aplicados para equilibrar o efeito das soluções de mínima norma Euclideana e de espaço nulo na solução geral. Este procedimento resulta num risco elevado de violação das restrições operacionais representadas pela Eq. (3.12).

Observa-se que a formulação analítica do problema de fluxo de potência convencional apresenta restrições operacionais como:

1. as potências ativa e reativa da barra de folga são conhecidas apenas no final do processo iterativo, e portanto os limites são tratados de maneira manual: caso ocorra alguma violação, é feita a redistribuição de potência ativa ou reativa nas barras PV, ou mesmo uma nova barra de folga é selecionada, e a partir disso uma nova solução do fluxo de potência é calculada.
2. os limites de potência reativa nas barras PV são tratados de forma convencional: se ocorrer violação, a barra PV é transformada em PQ com potência reativa especificada no valor do limite violado.
3. a geração de potência ativa nas barras PV é especificada a priori, não tendo seus limites analiticamente modelados.
4. a magnitude da tensão nas barras PQ é determinada como solução do problema de fluxo de potência, portanto seus limites não são incluídos no modelo analítico de fluxo de potência.

O modelo de fluxo de potência estendido, em sua formulação básica, apresenta as mesmas restrições operacionais descritas anteriormente. Entretanto, a determinação da solução de espaço nulo permite

incluir esses limites operacionais como restrições de desigualdade no problema de otimização relativo a minimização da função de mérito da Eq. (3.20). Isto evita o uso dos fatores de ponderação mencionados previamente e fornece uma solução do problema de fluxo de potência com as restrições das Eqs. (3.12) satisfeitas. Esta é uma das diferenças fundamentais da abordagem apresentada com relação àquelas das referências (EINSFELD; SALGADO, 2014; EINSFELD, 2017). Deste modo, a cada iteração do fluxo de potência estendido é necessário resolver um problema de otimização de porte reduzido, no qual busca-se o mínimo desvio quadrático da geração de potência ativa nas barras de regulação, sujeito as restrições de desigualdade operacionais. Matematicamente, isto é representado pela equação,

$$\begin{aligned}
 \text{Minimize} \quad & \frac{1}{2}(\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \Delta\mathbf{P}_{g_r})^t(\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \Delta\mathbf{P}_{g_r}) \\
 \text{sujeito a} \quad & \mathbf{P}_{g_r}^m \leq \mathbf{P}_{g_r} + \Delta\mathbf{P}_{g_r} \leq \mathbf{P}_{g_r}^M \quad (\text{barras de regulação}) \\
 & \mathbf{Q}_{g_r}^m \leq \mathbf{Q}_{g_r} + \Delta\mathbf{Q}_{g_r} \leq \mathbf{Q}_{g_r}^M \quad (\text{barras de regulação}) \\
 & \mathbf{V}_{pr}^m \leq \mathbf{V}_{pr} + \Delta\mathbf{V}_{pr} \leq \mathbf{V}_{pr}^M \quad (\text{barras PQ e de regulação})
 \end{aligned} \tag{3.21}$$

onde, $\mathbf{P}_{g_r}^m$ e $\mathbf{P}_{g_r}^M$ são os correspondentes limites mínimo e máximo de capacidade de geração de potência ativa das barras de regulação; $\mathbf{Q}_{g_r}^m$ e $\mathbf{Q}_{g_r}^M$ são os correspondentes limites mínimo e máximo da capacidade de geração de potência reativa das barras de regulação; e \mathbf{V}_{pr} representa a magnitude da tensão nas barras PQ e de regulação, com respectivos limites mínimo (\mathbf{V}_{pr}^m) e máximo (\mathbf{V}_{pr}^M).

Com o objetivo de expressar o problema da (3.21) de forma reduzida, a Eq. (3.17) pode ser reescrita em função das variáveis \mathbf{u} como,

$$\Delta\mathbf{y} = \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{e} \\ \Delta\mathbf{f} \\ \Delta\mathbf{P}_{g_r} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{cases} \Delta\mathbf{e} &= \mathbf{v}_e + \mathbf{Z}_e\mathbf{u} \\ \Delta\mathbf{f} &= \mathbf{v}_f + \mathbf{Z}_f\mathbf{u} \\ \Delta\mathbf{P}_{g_r} &= \mathbf{v}_p + \mathbf{Z}_p\mathbf{u} \end{cases} \tag{3.22}$$

onde \mathbf{v}_p e \mathbf{Z}_p são respectivamente o vetor com as componentes do vetor que representa a solução de mínima norma Euclideana \mathbf{v} e a submatriz de \mathbf{Z} relativas a geração de potência ativa das barras reguladoras; \mathbf{v}_e , \mathbf{Z}_e , \mathbf{v}_f e \mathbf{Z}_f tem significado semelhante, porém referem-se as partes real e imaginária da tensão complexa.

A Eq. (3.20) também pode ser reescrita em função de \mathbf{u} como,

$$f_0(\mathbf{u}) = \frac{1}{2}(\mathbf{P}_{gr}^{ref} + \mathbf{v}_p + \mathbf{Z}_p \mathbf{u})^t (\mathbf{P}_{gr}^{ref} + \mathbf{v}_p + \mathbf{Z}_p \mathbf{u}) \quad (3.23)$$

onde todas as variáveis foram previamente definidas. A expansão desta equação fornece a forma quadrática,

$$f_0(\mathbf{u}) = \mathbf{u}^t \mathbf{a}_0 \mathbf{u} + \mathbf{b}_0^t \mathbf{u} + \mathbf{c}_0 \quad (3.24)$$

onde,

$$\begin{aligned} \mathbf{a}_0 &= \mathbf{Z}_p^t \mathbf{Z}_p \\ \mathbf{b}_0 &= 2\mathbf{P}_{gr}^{ref^t} \mathbf{Z}_p + 2\mathbf{v}_p^t \mathbf{Z}_p \\ \mathbf{c}_0 &= \mathbf{P}_{gr}^{ref^t} \mathbf{P}_{gr}^{ref} + 2\mathbf{P}_{gr}^{ref^t} \mathbf{v}_p + \mathbf{v}_p^t \mathbf{v}_p \end{aligned}$$

No que diz respeito as restrições operacionais, o limite de geração de potência ativa das barras de regulação pode ser expresso no espaço de dimensão reduzida em função das variáveis \mathbf{u} por,

$$\mathbf{P}_{gr}^m \leq \mathbf{P}_{gr}^{ref} + \mathbf{v}_p + \mathbf{Z}_p \mathbf{u} \leq \mathbf{P}_{gr}^M$$

ou, na forma compacta,

$$\Delta \hat{\mathbf{P}}_{gr}^m \leq \Delta \hat{\mathbf{P}}_{gr} \leq \Delta \hat{\mathbf{P}}_{gr}^M \quad (3.25)$$

onde,

$$\begin{aligned} \Delta \hat{\mathbf{P}}_{gr} &= \mathbf{Z}_p \mathbf{u} \\ \Delta \hat{\mathbf{P}}_{gr}^m &= \mathbf{P}_{gr}^m - \mathbf{P}_{gr}^{ref} - \mathbf{v}_p \\ \Delta \hat{\mathbf{P}}_{gr}^M &= \mathbf{P}_{gr}^M - \mathbf{P}_{gr}^{ref} - \mathbf{v}_p \end{aligned}$$

O mesmo procedimento é adotado para as inequações relativas aos limites de geração de potência reativa nas barras de regulação e a magnitude das tensões, ficando reescritas como,

$$\Delta \hat{\mathbf{Q}}_{gr}^m \leq \Delta \hat{\mathbf{Q}}_{gr} \leq \Delta \hat{\mathbf{Q}}_{gr}^M \quad (3.26)$$

$$\Delta \hat{\mathbf{V}}_{pr}^m \leq \Delta \hat{\mathbf{V}}_{pr} \leq \Delta \hat{\mathbf{V}}_{pr}^M \quad (3.27)$$

para o qual,

$$\begin{aligned}
\hat{\Delta}\mathbf{Q}_{gr} &= \mathbf{J}_{qr}(\mathbf{x})\mathbf{Z}_{ef}\mathbf{u} + \mathbf{v}_{ef}^t\mathbf{T}_{q0}\mathbf{Z}_{ef}\mathbf{u} + \frac{1}{2}\mathbf{u}^t\mathbf{Z}_{ef}^t\mathbf{T}_{q0}\mathbf{Z}_{ef}\mathbf{u} \\
\hat{\Delta}\mathbf{Q}_{gr}^m &= \mathbf{Q}_{gr}^m - \mathbf{Q}_{gr} - \mathbf{J}_{qr}(\mathbf{x})\mathbf{v}_{ef} - \frac{1}{2}\mathbf{v}_{ef}^t\mathbf{T}_{q0}\mathbf{v}_{ef} \\
\hat{\Delta}\mathbf{Q}_{gr}^M &= \mathbf{Q}_{gr}^M - \mathbf{Q}_{gr} - \mathbf{J}_{qr}(\mathbf{x})\mathbf{v}_{ef} - \frac{1}{2}\mathbf{v}_{ef}^t\mathbf{T}_{q0}\mathbf{v}_{ef} \\
\hat{\Delta}\mathbf{V}_{pr} &= 2(\mathbf{e}_{pr} \circ (\mathbf{v}_{e_{pr}} + \mathbf{Z}_{e_{pr}}\mathbf{u}) + \mathbf{f}_{pr} \circ (\mathbf{v}_{f_{pr}} + \mathbf{Z}_{f_{pr}}\mathbf{u})) \\
\hat{\Delta}\mathbf{V}_{pr}^m &= \mathbf{V}_{pr}^{m^2} - \mathbf{V}_{pr}^2 \\
\hat{\Delta}\mathbf{V}_{pr}^M &= \mathbf{V}_{pr}^{M^2} - \mathbf{V}_{pr}^2
\end{aligned}$$

onde \mathbf{T}_{q0} é um arranjo tri-dimensional esparsa e constante e "o" indica um produto elemento por elemento. Fazendo as substituições adequadas, o problema da Eq. (3.21) pode ser re-escrito como,

$$\begin{aligned}
&\text{Minimize } \frac{1}{2}\hat{\Delta}\mathbf{P}_{gr}^t\hat{\Delta}\mathbf{P}_{gr} \\
&\text{sujeito a } \begin{aligned} \hat{\Delta}\mathbf{P}_{gr}^m &\leq \hat{\Delta}\mathbf{P}_{gr} \leq \hat{\Delta}\mathbf{P}_{gr}^M \\ \hat{\Delta}\mathbf{Q}_{gr}^m &\leq \hat{\Delta}\mathbf{Q}_{gr} \leq \hat{\Delta}\mathbf{Q}_{gr}^M \\ \hat{\Delta}\mathbf{V}_{pr}^m &\leq \hat{\Delta}\mathbf{V}_{pr} \leq \hat{\Delta}\mathbf{V}_{pr}^M \end{aligned} \tag{3.28}
\end{aligned}$$

onde, $\hat{\Delta}\mathbf{P}_{gr}$, $\hat{\Delta}\mathbf{Q}_{gr}$, $\hat{\Delta}\mathbf{V}_{pr}$ são dados pelas Eqs. (3.25), (3.26) e (3.27), e cuja solução é obtida através do método de Pontos Interiores. Observe que a solução correspondente ao espaço nulo do problema de otimização da Eq. (3.21) tende a minimizar os desvios na geração de potência ativa das barras reguladoras, o que é compensado pela geração da barra de folga, calculada após a convergência do processo iterativo. Adicionalmente, cabe ressaltar que o problema expresso pela Eq. (3.28) possui dimensão reduzida, não sendo portanto um entrave na obtenção da solução do problema de fluxo de potência em termos de esforço computacional.

3.3.1 Algoritmo

O processo iterativo para a solução do problema de fluxo de potência estendido via método de Newton-Raphson pode ser sumariizado no seguinte algoritmo: selecione $k = 0$ e especifique valores iniciais

para as componentes real e imaginária das tensões nas barras $e_i^{(k)}$ e $f_i^{(k)}$,

1. Faça $k = k + 1$;
2. Calcule os desbalanços de potência e tensão das Eqs. (3.11);
3. Verifique a convergência do processo iterativo; ou seja, se

$$|P_{g_i} - P_{d_i} - P_i(e, f)| \leq \epsilon_P \quad (\text{barras PV, PQ e de regulação})$$

$$|Q_{g_i} - Q_{d_i} - Q_i(e, f)| \leq \epsilon_Q \quad (\text{barras PQ})$$

$$|V_i^{ref^2} - (e_i^2 + f_i^2)| \leq \epsilon_V \quad (\text{barras PV})$$

$$|P_{T_j}^{pgr} - P_{T_j}(e, f)| \leq \epsilon_T \quad (\text{linhas de interligação})$$

a convergência foi alcançada; caso contrário, prossiga ao próximo passo.

4. Forme a matriz Jacobiana (Eqs. (3.13));
5. Resolva o sistema linear da Eq. (3.16) para obter a solução geral $\Delta \mathbf{y} = [\Delta \mathbf{e}^t \quad \Delta \mathbf{f}^t \quad \Delta \mathbf{P}_{gr}^t]^t$, através do seguinte procedimento:
 - (a) determine a solução de mínima norma Euclideana representada pela Eq. (3.19);
 - (b) determine a solução de espaço nulo, a qual corresponde a solução particular do problema de otimização da Eq. (3.28);
6. Atualize os valores de $\mathbf{e}^{(k)} = \mathbf{e}^{(k-1)} + \Delta \mathbf{e}$, $\mathbf{f}^{(k)} = \mathbf{f}^{(k-1)} + \Delta \mathbf{f}$ e $\mathbf{P}_{gr}^{(k)} = \mathbf{P}_{gr}^{(k-1)} + \Delta \mathbf{P}_{gr}$;
7. Calcule as injeções de potência ativa e reativa nas barras. Para as barras PV, verifique os limites de geração de potência reativa:
 - se a geração de potência reativa da barra i está fora dos limites, fixar Q_{g_i} no limite violado e converter a barra PV para barra PQ. A partir deste ponto as componentes real e imaginária da tensão na barra i são calculados durante do processo iterativo;
8. Retorne ao passo 1.

Observe que a modificação do método de Newton-Raphson tradicional (solução de um sistema linear convencional com matriz não singular) consiste basicamente nos passos 3, 4 e 5 do algoritmo, o que

não deteriora a taxa de convergência quadrática e a confiabilidade deste processo iterativo.

A principal desvantagem desta técnica é a necessidade da fatoração QR da matriz Jacobiana para a determinação da matriz de espaço nulo das linhas da matriz Jacobiana. Entretanto, a estrutura desta matriz possui um padrão de elementos não nulos idêntico ao da matriz admitância de barra, o que permite o uso de técnicas de compactação e esparsidade no processo de fatoração QR. Note-se ainda que o método de Newton-Raphson é aplicável apenas a funções convexas e portanto converge sempre à solução mais próxima da estimativa inicial.

Finalmente, deve ser destacado que a decomposição da solução geral do sistema linear em duas partes possibilita buscar o desvio mínimo do ponto de operação do caso base e a considerar as restrições operacionais estabelecidas pelas Eqs. (3.12), algumas das quais não fazem parte da formulação analítica do problema de fluxo de potência convencional. Este resultado é obtido através da combinação do critério da mínima norma Euclideana com a escolha da função objetivo e das restrições de desigualdade do problema de otimização utilizados no passo 5). Três tipos de restrições são consideradas; isto é, geração de potência ativa, magnitude da tensão e geração de potência reativa. O primeiro conjunto de variáveis restritas constitui uma parte do vetor de variáveis manipuladas diretamente. A magnitude de tensão e a geração de potência reativa são expressas como funções das componentes real e imaginária da tensão complexa, e portanto manipuladas indiretamente. A existência de uma solução viável para cada problema de otimização resolvido no passo 5) do processo computacional do fluxo de potência estendido assegura que as restrições mencionadas serão satisfeitas ao final das iterações. Nos casos em que este problema não possui solução, o incremento nas variáveis pode ser definido apenas pela componente de mínima norma Euclideana, porém as restrições operacionais não serão satisfeitas ao final do processo iterativo.

3.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo, mostrou-se que é possível estender o modelo analítico do problema de Fluxo de Potência Convencional para incluir as restrições de intercâmbio programado e a geração de potência de barras selecionadas como variáveis do problema a ser resolvido. A solução dos problemas convencional e estendido é obtida com base no método de Newton-Raphson. Entretanto, no caso do FP estendido resolve-se a

cada iteração um sistema linear subdeterminado, que possibilita determinar a variação mínima na geração de potência ativa das barras reguladoras, de forma que o fluxo de potência nas interligações atinja um valor pré-especificado. Finalmente, foi apresentada uma forma de incluir os limites operacionais e de segurança na determinação da solução do problema de fluxo de potência estendido.

4 SIMULAÇÃO NUMÉRICA

As seções seguintes visam demonstrar o potencial e as limitações do modelo de fluxo de potência estendido descrito no capítulo anterior. Para isto, são apresentados resultados de simulações realizadas em um programa desenvolvido em Matlab e comparadas com resultados obtidos no aplicativo computacional ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Redes de Energia Elétrica (Cepel). É apresentado também o procedimento numérico adotado, bem como as características dos sistemas-teste utilizados.

4.1 PROCEDIMENTO PARA GERAÇÃO DE RESULTADOS

Para a determinação dos resultados através do programa desenvolvido em Matlab, adotou-se o seguinte procedimento nos vários casos simulados:

- as barras de regulação dos fluxos de potência são selecionadas a priori, dentre os geradores disponíveis em cada área do sistema elétrico;
- uma solução do fluxo de potência é determinada para o caso base;
- valores são especificados para as variações nos intercâmbios controlados e na carga das áreas;
- uma solução do fluxo de potência estendido é obtida, na qual a geração de potência ativa das barras reguladoras é re-distribuída, de forma que os fluxos controlados alcancem o valor previamente especificado.

Para simular numericamente a variação da demanda de cada barra, as potências ativa e reativa da carga são parametrizadas, de forma a serem expressas por,

$$P_{d_i} = P_{d_i}^0 + \rho_k \Delta P_{d_i} \quad Q_{d_i} = Q_{d_i}^0 + \rho_k \Delta Q_{d_i} \quad (4.1)$$

onde, $P_{d_i}^0$ e $Q_{d_i}^0$ referem-se às demandas de potência ativa e reativa da i -ésima barra no caso base, ΔP_{d_i} e ΔQ_{d_i} representam as taxas de variação pré-especificadas das demandas de potência ativa e reativa da barra i , e ρ_k é um escalar denominado *parâmetro da carga* da área k . Observe que a barra i pertence a área k , e no caso base $\rho_k = 0$.

As taxas de variação ΔP_{d_i} e ΔQ_{d_i} podem ser medidas ou especificadas pelo usuário. No caso mais comum, essas variações são expressas como um percentual da carga no caso base (por exemplo, 1% das potências $P_{d_i}^0$ e $Q_{d_i}^0$). Deste modo, a parametrização representada na Eq. (4.1) indica que todas as barras de uma mesma área estão sujeitas a mesma variação percentual na demanda. Assim, se $\rho_k = 0, 10$, as demandas de potência ativa e reativa de todas as barras da área k sofrem uma variação de 10%. Observe porém que, devido as diferentes variações ΔP_{d_i} e ΔQ_{d_i} de barras distintas pertencentes à mesma área, a magnitude das variações da carga são diferentes sob o ponto de vista numérico.

De forma semelhante, a especificação dos fluxos de potência nas linhas de interligação é modelada analiticamente com base na Eq. (3.10); isto é,

$$P_{T_j}^{pgr} = \sum_{ik \in \Gamma_j} (1 + \beta_j) P_{ik}^0 \quad (4.2)$$

onde, P_{T_j} é o j -ésimo intercâmbio líquido de potência ativa na interligação entre as áreas m e l ; P_{ik}^0 é o fluxo de potência ativa na linha de transmissão ik no caso base (as barras i e k pertencem as áreas m e l , respectivamente); β_j é o parâmetro de variação do j -ésimo fluxo de intercâmbio; Γ_j é o conjunto de linhas de transmissão que interligam as áreas m e l .

Portanto, a variação total no fluxo de potência ativa do intercâmbio é previamente especificada tomando o intercâmbio líquido de potência ativa do caso base como referência; ou seja,

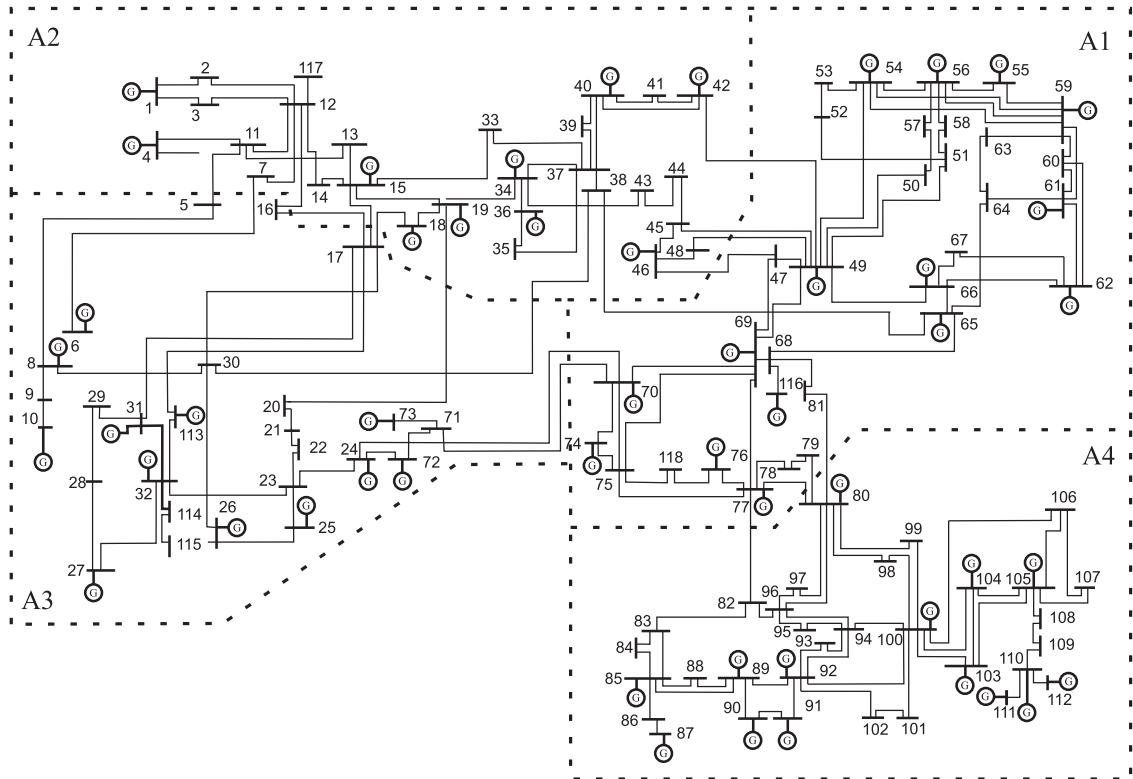
$$\Delta P_{T_j} = \sum_{ik \in \Gamma_j} \beta_j P_{ik}^0$$

tal que o parâmetro β_j pode ser interpretado como a variação percentual no intercâmbio entre as áreas m e l . Observe que $\beta_j = 0$ implica na manutenção do fluxo de intercâmbio no valor do caso base, $\beta_j = -1$ resulta num intercâmbio líquido de potência ativa nulo, enquanto que $\beta_j = -2$ resulta na inversão do intercâmbio líquido de potência ativa.

4.2 O SISTEMA-TESTE IEEE 118 BARRAS

Para a obtenção dos resultados numéricos, optou-se por usar o sistema-teste IEEE 118-barras dividido em quatro áreas, conforme figura 5.

Figura 5 – Sistema-teste IEEE 118 barras: 4 áreas interligadas



Fonte: (??)

O sistema-teste contém um total de 54 geradores e 118 barras, dentre as quais foram selecionadas 16 barras de regulação, sendo seis delas da área 1 (barras 49, 54, 59, 61, 65 e 66), duas da área 2 (barras 12 e 46), três da área 3 (barras 10, 25 e 26) e cinco da área 4 (barras 80, 89, 100, 103 e 111). As unidades reguladoras selecionadas correspondem as 16 barras com geração de potência ativa positiva, podendo ser utilizadas para controlar os fluxos de intercâmbio de potência ativa incidentes nas áreas.

A tabela 1 contém informações gerais sobre o sistema-teste obtidas em (WASHINGTON, 2007). Nela constam dados como o número de barras, a potência ativa total gerada, número de geradores, número de barras de regulação e de linhas de transmissão. Os dados são apresentados por área e também para o sistema inteiro.

Destaca-se que a área 1 possui interligação com todas as outras áreas, enquanto a área 4 não apresenta nenhuma outra interligação e

Tabela 1 – Dados do sistema teste IEEE 118 barras

Área	n_b	$\sum P_g^a$ (MW)	n_g	$\sum P_g^r$ (MW)	n_r	n_{lt}	Área interligada	n_{li}
1	32	3685,00	15	2025.00	6	52	2, 3, 4	6+2+5
2	28	1332,50	11	412.50	2	33	1,3	6+9
3	26	2476,00	12	1476.00	3	30	1, 2	2+9
4	32	3304,00	16	2204.00	5	49	1	5
Total	118	10797,50	54	6117,50	16	164	4	22

n_b : número de barras

$\sum P_g^a$: capacidade de geração de potência ativa

n_g : número de geradores

$\sum P_g^r$: capacidade de potência ativa disponível para a regulação

n_r : número de barras de regulação

n_{lt} : número de linhas de transmissão internas a área

n_{li} : número de interligações da área

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

as áreas 2 e 3 apresentam também interligação entre si, conforme pode ser observado na coluna 8.

4.2.1 Estudo de casos

4.2.1.1 Caso base

Inicialmente foi determinada a solução do fluxo de potência para o caso base, a qual foi obtida através de um programa de Fluxo de Potência Ótimo e pode ser observada na Tabela 2. Os limites mínimos e máximos de magnitude da tensão foram especificados em 0,95 e 1,05 pu, respectivamente, e todas as variáveis da análise em regime permanente satisfazem os respectivos limites, garantindo uma solução operacional.

As colunas 2 e 3 mostram a geração de potência ativa das barras PV e de folga (denotada P_g^{are}) e das barras de regulação (denotada P_g^{reg}), respectivamente, por área. A coluna 4 mostra a geração de potência reativa total das barras de regulação em cada área. As colunas 5 e 6 apresentam as demandas de potência ativa e reativa. As perdas nas linhas de transmissão internas a cada área são indicadas na coluna

Tabela 2 – Resultados - Caso base

Área	Geração		Demanda		Perda		Tensão	
	P_g^{are} (MW)	P_g^{reg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	512,69	1350,00	155,67	1616,00	486,00	38,43	0,955	1,049
2	0,00	104,00	97,06	1055,00	393,00	6,99	0,958	1,048
3	7,00	984,00	11,09	446,00	138,00	31,05	0,955	1,049
4	4,00	1412,00	236,12	1125,00	421,00	34,41	0,958	1,012
Total	523,69	3850,00	500,00	4242,00	1438,00	110,88		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

7, enquanto as magnitudes mínima e máxima da tensão são mostradas nas colunas 8 e 9.

Na Tabela 3 constam os fluxos de intercâmbio entre as áreas 1-2, 1-3, 2-3 e 1-4, tanto de potência ativa quanto reativa. A perda de potência ativa em cada interligação é mostrada na coluna 5.

Tabela 3 – Fluxos nas interligações - Caso base

De (Área)	Para (Área)	P_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)	P_{lt} (MW)
1	2	438,52	-25,23	11,91
1	3	22,94	-22,28	0,04
2	3	-531,38	-114,77	5,46
1	4	-253,20	-383,51	3,37
Total				20,78

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

4.2.1.2 Caso 1 ($\rho = 0; \beta = 0,15$)

Este estudo tem como objetivo a análise da flexibilidade do despacho de potência ativa mediante variação de 15% no fluxos de potência das interligações regionais ($\beta = 0,15$) com a demanda das áreas mantida constante em relação ao caso base ($\rho = 0,0$). Os resultados deste caso são apresentados nas Tabelas 4 e 5.

Tabela 4 – Resultados - Caso 1

Área	Geração		Demanda		Perda		Tensão	
	P_g^{pare} (MW)	P_g^{reg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	428,07	1537,12	120,14	1616,00	486,00	33,76	0,956	1,049
2	0,00	120,95	93,62	1055,00	393,00	6,70	0,959	1,049
3	7,00	896,12	-2,50	446,00	138,00	27,21	0,956	1,049
4	4,00	1372,74	235,16	1125,00	421,00	33,03	0,956	1,043
Total	439,07	3926,90	446,42	4242,00	1438,00	100,70		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Desde que o nível de demanda permanece constante, o aumento no fluxo é feito através do controle das barras de regulação. Com o aumento nos fluxos nas interligações 1-3 e 2-3, ocorre uma diminuição de 87,88 MW na geração de potência ativa na área 3 em relação ao caso base (de 991,0 MW para 903,12 MW). Além disso, como o fluxo na interligação 1-4 é negativo, um aumento de 15% significa que menos potência ativa é enviada da área 4 para área 1, o que resulta em uma diminuição de 39,26 MW na geração de potência ativa na área 4 em relação ao caso base (de 1416,00 MW para 1376,74 MW), ao mesmo tempo que ocorre um aumento de 102,5 MW na geração da área 1 (de 1862,69 MW para 1965,19 MW). A geração de potência ativa na área 2 aumentou 16,95 MW (de 104,00 MW para 120,95 MW), o suficiente para completar o balanço de potência, conforme pode ser observado na coluna 3 da tabela 4.

Tabela 5 – Fluxos nas interligações - Caso 1

De (Área)	Para (Área)	P_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)	P_{lt} (MW)
1	2	504,29	-26,35	15,13
1	3	26,39	-22,62	0,05
2	3	-451,68	-130,60	4,57
1	4	-215,22	-385,79	3,45
Total				23,20

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Destaca-se que o aumento nos fluxos de interligação para um nível de demanda constante resulta em uma redução nas perdas das linhas de transmissão internas de cada área (de 110,88 MW para 100,70 MW) e um aumento nas perdas nas interligações em relação ao caso base (de 20,78 MW para 23,20 MW), o que pode ser observado na coluna 7 da tabela 4 e na coluna 5 da tabela 5, respectivamente.

4.2.1.3 Caso 2 ($\rho = 0,15; \beta = 0,15$)

As tabelas 6 e 7 resumem a solução do fluxo de potência estendido para o caso em que há aumento simultâneo de 15% na demanda das áreas ($\rho = 0,15$) e nos fluxos de potência ativa nas interligações ($\beta = 0,15$). A demanda aumentada em 15% é mostrada na coluna 5 da tabela 6, enquanto que os fluxos de interligação aumentados em 15% são apresentados na coluna 3 da tabela 7.

Tabela 6 – Resultados - Caso 2

Área	Geração		Demanda		Perda		Tensão	
	P_g^{are} (MW)	P_g^{reg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	351,88	1861,09	193,41	1858,40	558,90	39,21	0,950	1,049
2	0,00	293,12	75,07	1213,25	451,95	13,12	0,950	1,049
3	7,00	975,84	9,35	512,90	158,70	39,16	0,950	1,049
4	4,00	1536,22	198,69	1293,75	484,15	25,93	0,950	1,046
Total	362,88	4666,29	476,50	4878,30	1653,70	117,42		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Observa-se na coluna 3 da tabela 6 que há um aumento de 655,48 MW (de 4373,69 MW para 5029,17 MW) na geração de potência ativa total em relação ao caso base, ou seja, aumento na geração de potência das barras de regulação para suprir o aumento na demanda e nos fluxos de interligação. O aumento na geração de potência ativa resulta em um aumento de 6,54 MW nas perdas das linhas de transmissão internas das áreas (de 110,88 MW para 117,42 MW) em relação ao caso base, conforme coluna 7 da tabela 6. De forma semelhante, o aumento de fluxo nas interligações resulta em um aumento de 12,83 MW nas perdas de potência nas linhas de interligação (de 20,78 MW para 33,61 MW), conforme coluna 5 da tabela 7.

Tabela 7 – Fluxos nas interligações - Caso 2

De (Área)	Para (Área)	P_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)	P_{lt} (MW)
1	2	504,29	39,38	22,79
1	3	26,39	-22,81	0,05
2	3	-451,67	-108,40	5,43
1	4	-215,21	-374,66	5,31
Total				33,61

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

4.2.1.4 Caso 3 ($\rho = 0,15; \beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = 0; \beta_4 = -1,0$)

Neste caso, é considerado um aumento de 15% no carregamento de todas as áreas ($\rho = 0,15$), mantendo os fluxos nas interligações 1-2, 1-3 e 2-3 constantes em relação ao caso base ($\beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = 0$) e especificando um fluxo nulo na interligação 1-4 ($\beta_4 = -1,0$). O aumento de 15% na demanda pode ser observado nas colunas 5 e 6 da tabela 8. Na tabela 9 constam os fluxos nas interligações.

Tabela 8 – Resultados - Caso 3

Geração			Demanda		Perda		Tensão	
Área	P_g^{pare} (MW)	P_g^{reg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	719,98	1648,26	188,03	1858,40	558,90	48,39	0,952	1,049
2	0,00	271,59	77,52	1213,25	451,95	11,13	0,952	1,049
3	7,00	1059,01	15,63	512,90	158,70	38,65	0,952	1,049
4	4,00	1323,96	256,72	1293,75	484,15	30,54	0,952	1,012
Total	730,98	4302,83	537,96	4878,30	1653,70	128,72		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Observa-se que, desde que o fluxo da interligação 1-4 do caso base é negativo, anulá-lo resulta em um aumento de 505,55 MW na geração de potência ativa na área 1 (de 1862,69 MW para 2368,24 MW) e uma diminuição de 880,4 MW na geração de potência ativa na área 4 (de 1416,0 MW para 1327,96 MW) em relação ao caso base, já que a

potência ativa gerada na área 4 passa a ser usada apenas para suprir a própria demanda da área. Além disso, como os fluxos nas interligações 1-2, 1-3 e 2-3 são mantidos constantes em relação ao caso base para um aumento no carregamento das áreas, a geração de potência ativa nas barras de regulação das áreas 2 e 3 também aumenta para suprir o aumento da carga, conforme pode ser observado na coluna 3 da tabela 8.

Tabela 9 – Fluxos nas interligações - Caso 3

De (Área)	Para (Área)	P_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)	P_{lt} (MW)
1	2	438,51	18,25	17,19
1	3	22,94	-22,48	0,04
2	3	-531,38	-102,35	5,97
1	4	0,00	-416,66	3,68
Total				26,90

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Destaca-se que o intercâmbio líquido diz respeito a soma algébrica dos fluxos incidentes nas duas áreas. A interligação 1-4 possui cinco linhas de transmissão para intercâmbio de potência cujos fluxos são diferentes de zero, mas sua soma algébrica resulta em um fluxo nulo na interligação 1-4, como pode ser observado na coluna 5 da tabela 10.

Tabela 10 – Interligação 1-4 - Caso 3

		Caso base		Solução ajustada	
	De Para	MW	Mvar	MW	Mvar
interligação 1-4	77 80	-96,66	-38,28	-79,81	-44,85
	77 80	-44,38	-20,95	-36,25	-23,53
	79 80	-64,74	-29,99	-59,82	-34,21
	81 80	-44,27	-311,02	116,08	-314,58
	77 82	-3,13	16,74	59,81	0,52
Total		-253,21	-383,52	0,01	-416,668
Perda		3,38		3,68	

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Observa-se ainda que alguns fluxos precisaram ter seu sentido

invertido para que o fluxo resultante fosse nulo, como os fluxos entre as linhas 81 e 80 (de -44,27 MW para 116,08 MW) e entre as linhas 77 e 82 (de -3,13 MW para 59,81 MW).

4.2.1.5 Caso 4 ($\rho = 0,15; \beta_1 = -0,15; \beta_2 = -1,0; \beta_3 = 0; \beta_4 = -2,0$)

Neste caso foi analisado o comportamento do sistema para uma redução de 15% no fluxo ($\beta_1 = -0,15$) da interligação 1-2 (de 438,51 MW para 372,74 MW), a supressão do fluxo ($\beta_2 = -1$) na interligação 1-3 (de 22,94 MW para 0,0 MW), a inversão do fluxo ($\beta_4 = -2,0$) na interligação 1-4 (de -253,21 MW para 253,21 MW), mantendo o fluxo na interligação 2-3 constante em relação ao caso base ($\beta_3 = 0$) e aumentando em 15% o carregamento de todas as áreas ($\rho = 0,15$). O aumento de carregamento nas áreas pode ser observado nas colunas 5 e 6 da tabela 11, enquanto que as variações nos fluxos das interligações pode ser observado na coluna 3 da tabela 12.

Tabela 11 – Resultados - Caso 4

Geração		Demanda		Perda	Tensão			
Área	P_g^{pare} (MW)	P_g^{reg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	715,73	1826,07	185,54	1858,40	558,90	57,48	0,951	1,049
2	0,00	340,59	63,29	1213,25	451,95	13,58	0,951	1,049
3	7,00	1084,99	17,52	512,90	158,70	41,78	0,951	1,049
4	4,00	1079,02	326,74	1293,75	484,15	37,04	0,951	1,012
Total	726,73	4330,67	593,10	4878,30	1653,70	149,89		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Observa-se na coluna 2 da tabela 11 que nessa situação de operação a barra de folga teria que suprir sozinha 715,73 MW. Com o objetivo de evitar o sobrecarregamento da barra de folga, optou-se por converter todas as barras PV da área 1 em barras de regulação, aumentando o número de barras reguladoras da área 1 de 6 para 14. A tabela 13 mostra os resultados obtidos para esta condição de operação.

Verifica-se na coluna 2 da tabela 13 que aumentando o número de barras reguladoras na área 1, diminui-se a potência ativa a ser gerada pela barra de folga para completar o balanço de potência. Além disso, mantendo o intercâmbio 2-3 constante em relação ao caso base,

Tabela 12 – Fluxos nas interligações - Caso 4

De (Área)	Para (Área)	P_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)	P_{lt} (MW)
1	2	372,74	38,83	17,90
1	3	-0,00	-19,78	0,02
2	3	-531,38	-97,18	5,91
1	4	253,21	-441,91	5,43
Total				29,26

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

a anulação do fluxo na interligação 1-3 resulta em um aumento de 98,9 MW na geração de potência ativa da área 3 (de 991,0 MW para 1089,8 MW). Aliado a isso, a redução no fluxo na interligação 1-2 resulta em um aumento de 236,82 MW na geração de potência ativa na área 2 (de 104,0 MW para 340,82 MW). Desde que o fluxo na interligação 1-4 é negativo, ou seja, tem sentido 4-1, inverte-lo resulta em um aumento na geração de potência ativa da área 1 (de 1862,69 MW para 2525,89 MW) e diminuição na geração de potência ativa da área 4 (de 1416,0 MW para 1093,27 MW).

Tabela 13 – Resultados ajustados - Caso 4

Geração			Demanda		Perda	Tensão		
Área	P_g^{pare} (MW)	P_g^{reg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	557,97	1967,95	374,71	1858,40	558,90	41,51	0,953	1,049
2	0,00	340,82	63,25	1213,25	451,95	13,63	0,953	1,049
3	7,00	1082,80	16,26	512,90	158,70	39,54	0,953	1,049
4	4,00	1089,27	361,29	1293,75	484,15	47,80	0,953	1,012
Total	568,97	4480,84	815,53	4878,30	1653,70	142,49		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Destaca-se, novamente, que a supressão do fluxo 1-3 não equivale a supressão de todos os fluxos das linhas que interligam as áreas 1 e 2, o que resulta em zero é a soma algébrica dos fluxos das linhas, como pode ser observado na coluna 5 da tabela 14.

A mesma observação pode ser feita em relação a inversão do

Tabela 14 – Fluxos na interligação 1-3 - Caso 4

		Caso base		Solução ajustada	
	De Para	MW	Mvar	MW	Mvar
interligação 1-3	70 24	6,30	-7,23	-6,39	-7,16
	70 71	16,64	-15,05	6,39	-12,62
Total		22,94	-22,28	0,0	-19,78
Perda		0,04		0,02	

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

fluxo 1-4. Não ocorre inversão dos fluxos das linhas de transmissão que interligam as áreas 1 e 4, mas sim da soma algébrica desses fluxos, conforme pode ser observado nas colunas 3 e 5 da tabela 15.

Tabela 15 – Fluxos na interligação 1-4 - Caso 4

		Caso base		Solução ajustada	
	De Para	MW	Mvar	MW	Mvar
interligação 1-4	77 80	-96,66	-38,28	-47,82	-56,84
	77 80	-44,38	-20,95	-20,85	-28,21
	79 80	-64,74	-29,99	-44,54	-38,08
	81 80	-44,27	-311,02	262,33	-314,90
	77 82	-3,13	16,74	104,11	-9,06
Total		-253,21	-383,52	253,22	-447,11
Perda		3,38		4,94	

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

4.2.2 Validação dos resultados

Com o objetivo de verificar a qualidade dos resultados obtidos anteriormente, foi utilizada a versão acadêmica do aplicativo computacional de Análise de Redes Elétricas - ANAREDE (versão 10.02.02), desenvolvido pelo Cepel e gentilmente cedido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, que reúne módulos computacionais de fluxo de potência, equivalente de redes,

análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, e análise de segurança de tensão.

Desde que o programa ANAREDE não permite o controle direto dos fluxos nas interligações, foram utilizados os mesmos dados de linhas de transmissão, transformadores e barras correspondentes aos resultados obtidos com o programa desenvolvido no ambiente MatLab, mencionado nas seções anteriores. Além disso, parte dos resultados da solução do problema de fluxo de potência estendido foi usada para o fluxo de potência convencional. Dentre os dados das barras constam a magnitude da tensão nas barras de folga, PV e de regulação e a geração de potência ativa nas barras PV e de regulação. Nos dados das linhas constam resistência, reatância e susceptância shunt dos circuitos, além de valores de *tap* e seus respectivos limites. O arquivo com os dados do sistema a ser simulado no ANAREDE foi escrito no ambiente Edit-Cepel (versão 1.4.18), também desenvolvido pelo Cepel, e com base em (CEPEL, 1999) e (ALMEIDA, 2015).

Destaca-se que o ANAREDE também não permite a seleção de barras de regulação, portanto os valores de potência ativa gerada (P_g) apresentados nas tabelas a seguir são equivalentes à soma da potência gerada pelas barras PV e de folga (P_g^{are}) com a potência gerada nas barras de regulação (P_g^{reg}) por área dos exemplos anteriores. Além disso, o ANAREDE considera como potência ativa nas interligações (P'_{int}) aquela que chega na área de destino com as perdas já descontadas, enquanto que o programa do Matlab considera como potência ativa nas interligações (P_{int}) a potência ativa que deixa a primeira área, ou seja, $P_{int} = P'_{int} + P_{lt}$.

4.2.2.1 Caso 1 ($\rho = 0; \beta = 0, 15$)

Nas tabelas 16 e 17 são apresentados os resultados obtidos no ANAREDE para o caso com demanda constante em relação ao caso base ($\rho = 0, 0$) e variação de 15% nos fluxos de todas as interligações ($\beta = 0, 15$).

Comparando-se as tabelas 4 e 16, observa-se a equivalência dos resultados em relação a geração de potência ativa e a demanda de potência ativa e reativa de cada área. Desde que o ANAREDE e o programa desenvolvido em Matlab resolvem problemas diferentes de fluxo de potência, já era esperada uma diferença entre as magnitudes das tensões obtidas nos resultados.

Tabela 16 – Resultados - Validação do caso 1

Geração		Demanda		Tensão	
Área	P_g (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	min V (pu) max V (pu)
1	1965,5	174,4	1616,0	486,0	0,954 1,049
2	120,8	179,5	1055,0	393,0	0,956 1,016
3	903,0	50,3	446,0	138,0	0,959 1,049
4	1376,6	317,6	1125,0	421,0	0,952 1,040
Total	4365,9	721,8	4242,0	1438,0	

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Em relação aos fluxos de potência ativa nas interligações, observa-se também equivalência dos resultados das tabelas 5 e 17.

Tabela 17 – Fluxos nas interligações - Validação do caso 1

De (Área)	Para (Área)	P'_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)
1	2	472,4	16,8
1	3	23.2	-12.1
2	3	-298.9	-132.5
1	4	-226.4	6.8

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

4.2.2.2 Caso 4 ($\rho = 0,15; \beta_1 = -0,15; \beta_2 = -1,0; \beta_3 = 0; \beta_4 = -2,0$)

As tabelas 18 e 19 apresentam os resultados obtidos no software ANAREDE para o caso onde ocorre aumento de 15% no carregamento de todas as áreas ($\rho = 0,15$), redução de 15% no fluxo da interligação 1-2 ($\beta_1 = -0,15$), supressão do fluxo da interligação 1-3 ($\beta_2 = -1$) e inversão do fluxo da interligação 1-4 ($\beta_4 = -2,0$), mantendo o fluxo da interligação 2-3 constante em relação ao caso base ($\beta_3 = 0,0$) para a condição de operação com todas as barras PV da área 1 convertidas em barras de regulação.

Comparando-se as tabelas 13 e 18, observa-se equivalência dos resultados em relação a geração de potência ativa de todas as áreas. A

Tabela 18 – Resultados - Validação do caso 4

Geração			Demanda		Tensão	
Área	P_g (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	min V (pu)	max V (pu)
1	2526,0	292,4	1858,2	558,9	0,947	1,049
2	340,9	246,2	1213,3	451,9	0,956	1,016
3	1089,6	142,8	512,9	158,7	0,953	1,049
4	1093,1	533,0	1293,7	484,1	0,952	1,040
Total	5049,6	1214,4	4878,1	1653,7		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

mesma observação do caso anterior pode ser feita em relação a magnitude das tensões.

Tabela 19 – Fluxos nas interligações - Validação do caso 4

De (Área)	Para (Área)	P'_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)
1	2	354,7	57,3
1	3	0,1	-9,3
2	3	-537,2	-72,8
1	4	248,3	-85,5

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Comparando as tabelas 12 e 19, observa-se também equivalência nos fluxos de potência ativa em todas as interligações.

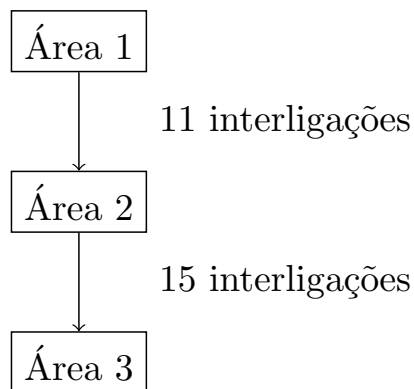
4.3 O SISTEMA EQUIVALENTE DE 584 BARRAS

Com o intuito de mostrar a aplicabilidade prática da metodologia sugerida, foram realizadas simulações computacionais com uma rede equivalente do sistema real brasileiro. A rede escolhida corresponde a região sul do país, tendo sido determinada conforme descrito em (EINSFELD, 2017). O sistema contém 584 barras representando os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Para efeitos de análise do intercâmbio de potência, o sistema

equivalente foi dividido em três áreas, onde a área 1 corresponde ao estado do Paraná, a área 2 corresponde ao estado de Santa Catarina e área 3 é relativa ao Rio Grande do Sul. Destaca-se que a barra de folga selecionada encontra-se na área 1 (estado do Paraná) e que não existem interligações entre as áreas 1 e 3, conforme pode ser observado na figura 6.

Figura 6 – Esquemático das interligações do sistema equivalente sul.



Fonte: Elaborada pela autora (2018).

As características das áreas do sistema equivalente podem ser observadas na tabela 20. De acordo com (EINSFELD, 2017), as barras escolhidas para regulação foram aquelas correspondentes as usinas despachadas pelo ONS.

A formulação analítica do problema de fluxo de potência estendido requer a solução de um problema de otimização de porte reduzido, com apenas restrições de desigualdade. No caso do sistema equivalente de 584 barras, o problema do fluxo de potência convencional envolve um número igual de equações e variáveis; isto é $n_{eq} = n_{vr} = 2n_b - 2$, um total de 1166 equações (variáveis). No caso do fluxo de potência estendido, as equações de fluxo de potência líquido correspondentes a dois intercâmbios (entre as áreas 1 e 2 e entre as áreas 2 e 3) são incluídas. A geração de potência ativa desta rede permite que 38 barras de geração sejam selecionadas para o controle desses fluxos. Desta forma, a capacidade total de geração disponível para este controle é de 16782,00 MW, conforme mostra a tabela 20, e $n_{vr} = 2n_b - 2 + n_r = 1200$ variáveis são ajustadas visando a solução de $n_{eq} = 2n_b - 2 + n_t = 1168$ equações. Neste caso, a solução particular descrita na Seção 3 consiste em determinar um vetor coluna de ordem $n_{vr} - n_{eq} = 32$.

Tabela 20 – Dados do sistema equivalente 584 barras

Área	n_b	$\sum P_g^a$ (MW)	n_g	$\sum P_g^r$ (MW)	n_r	P_d (MW)	Q_d (MVar)	Área interligada
1	141	7854,00	11	6180,00	10	4318,50	1159,60	2
2	125	6369,00	12	6369,00	12	3860,20	1117,80	1,3
3	318	2561,00	16	2103,00	12	5309,80	1705,30	2
Total	584	16782,00	39	14652,00	34	13488,50	3982,70	

n_b : número de barras
 $\sum P_g^a$: capacidade de geração de potência ativa
 n_g : número de geradores
 $\sum P_g^r$: capacidade de potência ativa disponível para regulação
 n_r : número de barras de regulação
 P_d : demanda de potência ativa
 Q_d : demanda de potência reativa

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

4.3.1 Estudo de casos

4.3.1.1 Caso base

As tabelas 21 e 22 referem-se aos resultados das simulações com o sistema de 584 barras para o caso base. Nesta rede elétrica, há 42 barras modeladas como PQ, porém com pequena geração de potência ativa (62,80 MW na área 1, 51,00 MW na área 2 e 459,40 MW na área 3). Os valores totais desta geração de potência somados a potência das barras PV e da barra de folga (por área) são apresentados na coluna 2 da tabela 21. Portanto, na área 1, o valor 1369,41 MW é a soma da potência ativa gerada na barra de folga (1306,61 MW) com a potência gerada nas barras PQ (62,8 MW). Na área 2, há apenas 51 MW adicionais, gerados em barras PQ, e na área 3 há 459,40 MW gerados nas barras PQ e 367,53 MW gerados nas barras PV, somando 826,93 MW. Em termos do balanço de potência ativa, a geração total de 6230,64 MW supre a demanda total da área 1 (4318,50), as perdas de potência ativa internas a área (131,28 MW) e na linha de interligação equivalente (14,34 MW). A solução resumida na tabela 21 corresponde a um problema de Fluxo de Potência Ótimo que minimiza o desvio

quadrático da geração de potência ativa. O processo iterativo convergiu em 21 iterações. As restrições de magnitude da tensão nas barras fazem com que a mesma se situe no intervalo 0,975 pu a 1,050 pu, conforme mostram as colunas 8 e 9 da tabela citada.

Tabela 21 – Resultados - Caso base

Geração				Demanda		Perda	Tensão	
Área	P_g^{pare} (MW)	P_g^{preg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	1369,41	4861,23	-464,10	4318,50	1159,60	131,28	0,996	1,050
2	51,00	5065,55	-901,38	3860,20	1117,80	104,05	0,980	1,050
3	826,93	1688,65	113,280	5309,80	1705,30	96,68	0,975	1,050
Total	2247,35	11615,43	-1252,20	13488,50	3982,70	332,01		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

Os fluxos de potência ativa e reativa, assim como as perdas totais de potência ativa nas linhas de interligação são apresentadas na tabela 22.

Tabela 22 – Fluxos nas interligações - Caso base

De (Área)	Para (Área)	P_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)	P_{lt} (MW)
1	2	1781,31	-580,99	14,34
2	3	2917,65	-1595,96	29,89
Total				44,23

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

4.3.1.2 Caso 1 ($\rho_1 = \rho_2 = \rho_3 = 0,05; \beta_1 = \beta_3 = 0$)

Para o Caso 1 foi analisada a condição de operação em que há aumento de 5% na demanda de todas as áreas ($\rho_1 = \rho_2 = \rho_3 = 0,05$), mantendo-se os fluxos de intercâmbio 1-2, 1-3 e 2-3 constantes no valor do caso base ($\beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = 0,0$). A especificação deste aumento de 5% na demanda foi feita com base na determinação do máximo carre-

gamento operacional (com todos os limites satisfeitos) de 10% para os dados disponíveis. Os resultados desta simulação são sumarizados nas tabelas 23 e 24. O processo iterativo do fluxo de potência estendido convergiu em 9 iterações, porém o problema de otimização resolvido a cada iteração não apresentou solução viável, por causa das restrições de magnitude da tensão. Desta forma, apenas a componente de mínima norma Euclideana foi utilizada para resolver o sistema linear subdeterminado, o que resultou na violação do limite mínimo da tensão em algumas barras PQ, como indica a coluna 8 da tabela 23. Os limites de geração de potência ativa e reativa não foram violados, o que pode ser atribuído a característica deste tipo de solução (mínimo desvio).

Tabela 23 – Resultados - Caso 1

Área	Geração			Demanda		Perda	Tensão	
	P_g^{are} (MW)	P_g^{reg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	1437,73	5024,86	-125,156	4534,42	1217,58	147,21	0,960	1,045
2	51,00	5276,00	-442,12	4053,21	1173,69	120,10	0,948	1,044
3	826,93	1973,16	306,18	5575,29	1790,56	114,37	0,950	1,046
Total	2315,66	12274,02	-261,09	14162,92	4210,44	381,68		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

As colunas 5 e 6 da tabela 23 mostram o aumento de 5% nas demandas de potência ativa e reativa das áreas 1 (de 4318,5 MW para 4534,42 MW), 2 (de 3860,2 MW para 4053,21 MW) e 3 (de 5309,80 MW para 5575,29 MW). Para suprir as demandas aumentadas das áreas 1 e 2, mantendo os fluxos das interligações constantes em relação ao caso base, as áreas 1 e 2 dispõem de $7854,00 - 6230,64 = 1623,36$ MW e $6369,00 - 5116,55 = 1252,45$ MW, respectivamente. A área 3 apresenta uma demanda de $5575,29 - 2561,00 = 3014,29$ MW a ser atendida através do fluxo de intercâmbio. O aumento na geração de potência ativa nas duas áreas para ajustar o suprimento da carga e os valores especificados para os fluxos de intercâmbio pode ser observado nas colunas 2 e 3 das tabelas 21 e 23. A geração total de potência ativa aumentou de 6230,64 MW para 6462,59 MW (área 1), de 5116,55 MW para 5327,00 MW (área 2), e de 2515,58 MW para 2800,09 MW (área 3) para suprir a carga aumentada das áreas 1, 2 e 3.

Tabela 24 – Fluxos nas interligações - Caso 1

De (Área)	Para (Área)	P_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)	P_{lt} (MW)
1	2	1781,34	-505,17	15,46
2	3	2917,63	-1384,21	30,98
Total				46,43

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

4.3.1.3 Caso 2 ($\rho_1 = 0; \rho_2 = \rho_3 = 0,05; \beta_1 = \beta_3 = 0,15$)

O segundo caso ilustra a situação onde ocorre aumento de 5% nas demandas das áreas 2 e 3 ($\rho_2 = \rho_3 = 0,05$), com a demanda da área 1 mantida constante em relação ao caso base ($\rho_1 = 0,0$), e um aumento simultâneo de 15% nos fluxos de intercâmbio 1-2 e 2-3 ($\beta_1 = \beta_3 = 0,15$). A solução correspondente ao caso base é a mesma do caso anterior.

Neste caso, a solução do problema de fluxo de potência estendido foi obtida em 7 iterações, com solução viável do problema de otimização em todas as iterações. Isto indica que todas as restrições operacionais foram satisfeitas. As tabelas 25 e 26 apresentam os resultados obtidos.

Tabela 25 – Resultados - Caso 2

Geração				Demanda		Perda	Tensão	
Área	P_g^{pare} (MW)	P_g^{preg} (MW)	Q_g (MVar)	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_{lt} (MW)	min V (pu)	max V (pu)
1	1414,79	5092,18	-255,28	4318,50	1159,60	140,31	0,974	1,047
2	51,00	5445,38	-492,81	4053,21	1173,69	116,16	0,952	1,045
3	826,93	1529,41	249,33	5575,29	1790,56	101,23	0,954	1,047
Total	2292,73	12066,98	-498,77	13947,00	4123,85	357,71		

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

A variação de 15% do fluxo de intercâmbio 1-2 (1781,31 MW para 2048,57 MW) é considerável, desde que a demanda de potência ativa da área 1 é mantida em 4318,5 MW. Este aumento faz o nível de geração de potência ativa variar de 6230,64 MW para 6506,97 MW. Na área 2, o aumento da demanda em 5% e do fluxo de interligação 2-3 em 15%

resultam numa variação da geração de potência ativa de 5116,60 MW para 5496,39 MW. O aumento do fluxo na interligação 2-3 (de 2917,65 MW para 3355,30 MW) é suficiente para compensar o aumento de 5% na demanda da área 3, de 5309,80 MW para 5575,29 MW. Isto implica diretamente numa redução na geração de potência ativa na área 3 (de 2515,60 MW para 2356,35 MW) para suprir a demanda.

Tabela 26 – Fluxos nas interligações - Caso 2

De (Área)	Para (Área)	P_{int} (MW)	Q_{int} (Mvar)	P_{lt} (MW)
1	2	2048,57	-473,12	18,44
2	3	3355,30	-1393,83	38,00
Total				56,44

Fonte: Elaborada pela autora (2018).

4.4 CONCLUSÃO

O presente capítulo apresentou os resultados numéricos obtidos com os aplicativos computacionais disponíveis (programa em ambiente MatLab, desenvolvido na UFSC, e versão acadêmica do programa Anarede). Os resultados da simulação referem-se a diferentes níveis de carregamento das áreas e de intercâmbio de potência entre áreas. As condições de operação analisadas indicam que todos os valores de fluxo de potência ativa pré-especificados foram alcançados, com ausência de violação nos limites operacionais em todos os casos. Estes resultados ilustram o potencial da metodologia proposta em estudos de planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho aborda o problema da determinação de soluções das equações da rede elétrica em regime permanente com restrições de intercâmbio programado. Na abordagem proposta, as soluções são obtidas a partir da resolução de um conjunto de equações não lineares, no qual o modelo analítico das restrições de intercâmbio é incluído.

Na formulação proposta, um conjunto de barras é selecionada para regular o balanço de potência, contribuindo tanto para suprir a demanda quanto para controlar os fluxos de intercâmbio. O modelo do fluxo de potência convencional é estendido através da inclusão das equações que representam os fluxos de intercâmbio no conjunto de equações do fluxo de potência, a adição da potência ativa gerada nas barras reguladoras como variável do problema e inclusão das restrições de intercâmbio. Destaca-se que as restrições operacionais são tratadas durante o processo iterativo.

Esta metodologia permite o controle direto dos fluxos nas interligações, além de garantir uma solução operacional, com todas as variáveis dentro dos limites. Este tipo de modelagem tem também a vantagem de flexibilizar a solução, fornecendo um ponto de operação com desvios reduzidos das variáveis da rede elétrica em relação a um caso base.

Os resultados numéricos apresentados ilustram o potencial da metodologia proposta em estudos de planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência. Em linhas gerais, a metodologia apresentou resultados bastante satisfatórios, tanto para um sistema-teste quanto para um sistema real, porém vale ressaltar que a viabilidade da solução está diretamente ligada com a escolha das unidades reguladoras.

Com relação a continuidade dos trabalhos neste tema específico, os seguintes tópicos podem ser desenvolvidos no futuro:

- análise do problema de intercâmbio de potência entre áreas sob o ponto de vista de magnitude da tensão e potência reativa;
- combinação dos problemas de determinação do máximo carregamento de um sistema de potência e da solução de um sistema linear sub-determinado para a formulação de um problema de fluxo de potência ótimo com restrições de fluxo de intercâmbio.
- combinação dos problemas de mínimo desvio quadrático da geração de potência ativa e da solução de um sistema linear sub-

determinado para a formulação de um problema de fluxo de potência ótimo com restrições de fluxo de intercâmbio.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, L. F. **Um estudo sobre o intercâmbio de potência entre áreas**. Dissertação (Bacharelado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, 2015.

CALOVIC, M. S.; STREZOSKI, V. C. Calculation of steady-state load flows incorporating system control effects and consumer self-regulation characteristics. **International Journal of Electric Power and Energy Systems**, v. 3, n. 2, p. 65–74, 1981.

CARHUALLANQUI, H. A.; ALVES, D. A. Fluxo de carga continuado considerando o controle de intercâmbio entre áreas. In: **Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1506–1513.

CEPEL. **Programa de Análise de Redes (ANAREDE) - Manual do Usuário - V07-08/99/**. [S.l.]: CEPEL, 1999.

COSTA, A. J. S.; JR., S. I. S.; SALGADO, R. S. Equality constraints in power system state estimation via orthogonal row-processing techniques. In: **Proceedings of the IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems**. [S.l.: s.n.], 1985. p. 43–49.

ECHAVARREN, F. M. et al. Formulation, computation and improvement of steady state security margins in power systems. Part 1: theoretical framework. **Electric Power System Research**, v. 33, p. 340–346, 2011.

EINSFELD, S. **Modelagem do Fluxo de Potência com Restrições de Intercâmbio Entre Áreas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, 2017.

EINSFELD, S.; SALGADO, R. S. Soluções do fluxo de potência com restrições de intercâmbio líquido de potência ativa. In: **Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática**. Belo Horizonte - MG: [s.n.], 2014. p. 2121–2128.

HANSON, R. J.; LAWSON, C. L. **Extensions and applications of the Householder algorithm for solving linear least squares problems**. [S.l.]: Math. Comput., 1969.

IBSAIS, A.; AJJARAPU, V. Voltage stability-limited interchange flow. **Electric Power System Research**, v. 38, p. 91–95, 1996.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. [S.l.]: Editora Edgard Blücher, 1983.

OKAMURA, M. et al. A new power flow model and solution method - including load and generator characteristics and effects of system control devices. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 94, n. 3, p. 1042–1050, 1975.

ONS. **Sobre o SIN - Sistemas Isolados**. 2018. WEB. [Acesso em: 15/03/2018]. Disponível em:
<<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>.

QIN Z. YANG, Y. Vectorization implementation of optimal power flow in rectangular form based on interior point method. In: **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting - Delivery of the Electrical Energy in the 21-st Century**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6.

SALGADO, R. S.; MORAES, G. R. On the application of general solutions of under-determined linear systems to the power flow problem. In: **Proceedings of the 14th International Conference on Computational and Mathematical Methods in Science and Engineering**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1161–1172.

SALGADO, R. S.; MORAES, G. R. Solving the nonlinear power flow problem through general solutions of under-determined linearised systems. **Journal of Mathematical Modelling and Algorithms**, v. 14, p. 331–341, 2015.

SANT'ANNA, E. G. S. de. **Cálculo de limites de intercâmbio em sistemas elétricos de potência através de ferramentas de otimização**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, Brasil, 2009.

SANTOS, M. J. et al. Uma nova proposta para o controle de intercâmbio entre áreas. **Revista Brasileira de Automação e Controle**, v. 15, n. 4, p. 449–458, 2004.

SHAABAN, M. et al. Calculation of total transfer capability incorporating the effect of reactive power. **Electric Power System Research**, v. 64, p. 181–188, 2003.

STAGG, G. W.; EL-ABIAD, A. H. **Computer Methods in Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, New York Inc., 1979.

TORRES, G. L.; QUINTANA, V. An interior point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 4, p. 1211–1218, 1999.

WASHINGTON, U. of. **Power Systems Test Case Archive**. 2007. WEB. Disponível em:

<www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf118/pgtca118bus.htm>.